

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia Eletrônica

Análise Estática de Contingências do Sistema de Transmissão de 230 kV do Acre/Rondônia

Autor: Eduardo Henrique Gomes de Oliveira
Orientador: Prof. Alex Reis, Dr, UnB/FGA

Brasília, DF
2019



Eduardo Henrique Gomes de Oliveira

Análise Estática de Contingências do Sistema de Transmissão de 230 kV do Acre/Rondônia

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia Eletrônica) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia Eletrônica).

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof. Alex Reis, Dr, UnB/FGA

Coorientador: João Odilon Freitas E Silva, Dr, ONS

Brasília, DF

2019

Eduardo Henrique Gomes de Oliveira
Análise Estática de Contingências do Sistema de Transmissão de 230 kV do
Acre/Rondônia/ Eduardo Henrique Gomes de Oliveira. – Brasília, DF, 2019-
117 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Alex Reis, Dr, UnB/FGA

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2019.

1. Contingência. 2. Fluxo de Potência. I. Prof. Alex Reis, Dr, UnB/FGA.
II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Análise Estática de
Contingências do Sistema de Transmissão de 230 kV do Acre/Rondônia

CDU 02:141:005.6

Eduardo Henrique Gomes de Oliveira

Análise Estática de Contingências do Sistema de Transmissão de 230 kV do Acre/Rondônia

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia Eletrônica) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia Eletrônica).

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 11 de Julho de 2019:

Prof. Alex Reis, Dr, UnB/FGA
Orientador

Prof. Flávio Henrique J. R. Silva, Dr,
UnB/FGA
Convidado 1

Prof. Jorge Andrés Cormane
Angarita, Dr, UnB/FGA
Convidado 2

Brasília, DF
2019

Dedicatória.

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, por ser, essencial na minha vida, a minha amada esposa, ao meu filho e a toda família que acreditaram e me apoiaram.

Agradecimentos

À Deus, em primeiro lugar, pelo dom da minha vida e por permitir obter minhas conquistas.

À minha família por toda a dedicação e paciência que proporcionaram o meu crescimento de vida durante esses 8 anos, em que eu à sacrifiquei para possibilitar os meus estudos.

À minha amada esposa Gláucia, que me apoiou, incentivou e me suportou com muito amor, humor e paciência.

À minha mãe por sempre acreditar nas minhas batalhas.

Aos meus colegas e amigos do ONS, que por incontáveis vezes trocamos ou antecipamos turnos para permitir que eu frequentasse as aulas e por todo o conhecimento e experiência que adquiri ao longo de 12 anos.

Aos meus amigos da UNB pela amizade, as boas risadas e por dividirem os meus anseios e medos, que tanto contribuíram para minha formação acadêmica.

Ao meu colega Sinfrônio que me apoiou e incentivou o meu ingresso na Universidade de Brasília.

À Universidade de Brasília em especial ao Campus do Gama, por ter me dado a chance e todas as ferramentas necessárias para cumprir mais uma etapa na minha vida de desenvolvimento acadêmico.

Aos meus professores pelo ensino de qualidade e por me ensinarem a estudar corretamente.

Ao professor Alex, que apesar da minha falta de assiduidade com as etapas, me orientou e ajudou a concluir este trabalho.

Epígrafo.

*“Ainda que eu tenha o dom de profecia,
saiba todos os mistérios e todo o conhecimento e
tenha uma fé capaz de mover montanhas,
se não tiver amor, nada serei.
(Bíblia Sagrada, 1 Coríntios 13, 2)*

Resumo

Os estudos de ampliações e reforços do sistema elétrico têm como objetivo principal adequar a cronologia do planejamento aos condicionantes de curto, médio e longo prazo. No início de 2018, a previsão estimada do aumento do consumo de eletricidade no Brasil foi na ordem de 3,1 % do consumo total do Sistema Interligado Nacional, relativo a 2017 (EPE, 2018), especificamente com o início da entrada em operação das Usinas Hidrelétrica (UHE) Jirau e Santo Antônio, no estado de Rondônia, a geração de energia elétrica em operação na região ultrapassou 7 GW. Para tanto os estudos de fluxo de potência em regime permanente desempenham um papel fundamental na operação e no planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência, pois permitem determinar o estado de operação do sistema a partir de uma dada topologia e condição de carga. A ferramenta base destes estudos é o cálculo do Fluxo de Carga, do qual a solução é utilizada em muitas ferramentas computacionais, entre elas a Análise de Contingência. Em posse das considerações gerais e o diagnóstico de desempenho do sistema sob o ponto de vista de atendimento à critérios e padrões, e diante das condições de operação do sistema da rede básica do estado do Acre e Rondônia, da qual possui muita geração disponível na UHE Santo Antônio, setor de 230 kV e na exportação de energia pelas conversoras Back-to-Back da Subestação Elétrica (SE) Coletora Porto Velho, faz necessário estudo da área para determinação da confiabilidade da operação desse setor de 230 kV, bem como buscar mitigar as restrições e limites, visto as contingências de linha de transmissão da região. Neste trabalho, foi realizada a avaliação do grau de segurança estática da operação citada, e, para tal avaliação, as ferramentas de cálculo de fluxo de carga e análise de contingências, foram amplamente utilizadas, buscando maior escoamento da geração interna da área Acre e Rondônia.

Palavras-chaves: Problema de Fluxo de Carga. Análise estática de Contingências. Regime Permanente. Estudos de Planejamento. Acre/Rondônia. ANAREDE.

Abstract

The studies of extensions and reinforcements of the electrical system have as main objective to adapt the chronology of the planning to the determinants of short, medium and long term. At the beginning of 2018, the forecast of the increase of the electricity consumption in Brazil was in the order of 3.1% of the total consumption of the National Interconnected System, related to 2017 (EPE, 2018), specifically with the start of the operation of the UHEs Jirau and Santo Antônio, in the state of Rondônia, electric power generation in operation in the region exceeded 7 GW. For this purpose, the steady-state power flow studies have a fundamental role in the operation and planning of the expansion of electric power systems, since they allow to determine the state of operation of the system from a given topology and load condition. The basic tool of these studies is the calculation of the Load Flow, of which the solution is used in many computational tools, among them the Contingency Analysis. In the light of the general considerations and diagnosis of system performance from the standpoint of meeting the criteria and standards, and in view of the operating conditions of the basic network system of the state of Acre and Rondônia, which has a large generation available at the HPP Santo Antônio, 230 kV and the export of energy by the back-to-back converters of the SE Coletora Porto Velho, makes necessary the study of the area to determine the reliability of the operation of this sector of 230 kV, as well as seek to mitigate the restrictions and limits, since the line contingencies transmission of the region. In this work, the evaluation of the static safety degree of the mentioned operation was carried out, and for this evaluation, the tools of load flow calculation and contingency analysis were widely used, seeking a greater flow of the internal generation of the Acre and Rondônia.

Key-words: Load Flow Problem. Static Analysis of Contingencies. Permanent regime. Planning Studies. ANAREDE.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Funções de Análise de Redes em Centros de Controle	32
Figura 2 – Nomogramas genéricos para avaliação de Segurança nos Centros de Operação	36
Figura 3 – Representação de uma região de segurança.	36
Figura 4 – Representação de uma região de contingência.	37
Figura 5 – Diagrama unifilar da área Acre/Rondônia - Configuração isolada do restante do Sistema Interligado Nacional - SIN	41
Figura 6 – Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira	42
Figura 7 – Diagrama unifilar atual da área Acre/Rondônia	43
Figura 8 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia	45
Figura 9 – Tela principal do ORGANON mostrando os quatro nomogramas e os resultados.	53
Figura 10 – Monograma do ORGANON	55
Figura 11 – Sistema elétrico 230 kV dos estados do Acre e Rondônia - Diagrama do software ANAREDE	64
Figura 12 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Leve com Limite Normal	71
Figura 13 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Média com Limite Normal	72
Figura 14 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Pesada com Limite Normal	74
Figura 15 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Leve com Limite Emergência	76
Figura 16 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Média com Limite Emergência	77
Figura 17 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Pesada com Limite Emergência	78
Figura 18 – Região de Segurança estática - Carga LEVE - GER-ACRO x GER-MT	80
Figura 19 – 4º Monograma - Região de Segurança estática - Carga Leve - FACRO x GER-MT	81
Figura 20 – Região de Segurança estática - Carga Pesada - GER-ACRO x GER-MT	83
Figura 21 – 4º Monograma - Região de Segurança estática - Carga Pesada - FACRO x GER-MT	84
Figura 22 – Relatório de barras dos estados do Acre e Rondônia - ANAREDE . . .	96
Figura 23 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumá- rio de Violações - Carga Leve Normal (adaptado)	97

Figura 24 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 14 - Carga Leve Normal (adaptado)	97
Figura 25 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 18 - Carga Leve Normal (adaptado)	98
Figura 26 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Carga base - Carga Leve Normal (adaptado)	98
Figura 27 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Leve Emergência (adaptado)	99
Figura 28 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 19 - Carga Leve Emergência (adaptado)	100
Figura 29 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 20 - Carga Leve Emergência (adaptado)	101
Figura 30 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 21 - Carga Leve Emergência (adaptado)	102
Figura 31 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 14 - Carga Média Normal (adaptado)	103
Figura 32 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 18 - Carga Média Normal (adaptado)	104
Figura 33 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Média Normal (adaptado)	104
Figura 34 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de carga - Carga Média Normal (adaptado)	105
Figura 35 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Média Emergência (adaptado)	106
Figura 36 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 19 - Carga Média Emergência (adaptado)	106
Figura 37 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Pesada Normal (adaptado)	107
Figura 38 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 14 - Carga Pesada Normal (adaptado)	108
Figura 39 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 18 - Carga Pesada Normal (adaptado)	109
Figura 40 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Carga - Carga Pesada Normal (adaptado)	109
Figura 41 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de violações - Carga Pesada Emergência (adaptado)	110
Figura 42 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 14 - Carga Pesada Emergência (adaptado)	110

Figura 43 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Con-
tingência 18 - Carga Pesada Emergência (adaptado) 111

Lista de tabelas

Tabela 1 – Características das Linhas de transmissão	44
Tabela 2 – Montantes de Carga por Patamar de Carga	45
Tabela 3 – Principais características das Linhas de transmissões locais	45
Tabela 4 – Parametrizações e Limites Normais de Operação	46
Tabela 5 – Arquivos de Entrada e Saída do ORGANON	54
Tabela 6 – Tensões entre fases admissíveis a 60Hz	61
Tabela 7 – Numeração de barramento das instalações da área Acre e Rondônia	63
Tabela 8 – Geração interna da área Acre/Rondônia, com valores de geração para os períodos de carga leve, média e pesada	69
Tabela 9 – Contingência com maior Índice de Severidade da tensão para a carga Leve - Limite Normal	70
Tabela 10 – Contingência com maior Índice de Severidade de fluxo para a carga Leve - Limite Normal	71
Tabela 11 – Contingência com maior Índice de Severidade da tensão para a carga Média - Limite Normal	72
Tabela 12 – Contingência com maior Índice de Severidade de fluxo para a carga Média - Limite Normal	73
Tabela 13 – Contingência com maior Índice de Severidade da tensão para a carga Pesada- Limite Normal	73
Tabela 14 – Contingência com maior índice de Severidade de fluxo para a carga Pesada - Limite Normal	74
Tabela 15 – Contingência com maior Índice de Severidade da tensão para a carga Leve - Limite Emergência	75
Tabela 16 – Contingência com maior índice de Severidade da tensão para a carga Média - Limite Emergência	76
Tabela 17 – Contingência com maior índice de Severidade da tensão para a carga Pesada - Limite Emergência	77
Tabela 18 – Contingência com maior índice de Severidade de fluxo para a carga Pesada - Limite Emergência	77
Tabela 19 – Relatório de limites da Região de Segurança - Carga Leve (Adaptado)	113
Tabela 20 – Relatório de limites da Região de Segurança para o 4º Monograma - FACRO x GER-MT - Carga Leve	114
Tabela 21 – Relatório de limites da Região de Segurança - Carga Pesada (Adaptado)	116
Tabela 22 – Relatório de limites da Região de Segurança para o 4º Monograma - FACRO x GER-MT - Carga Pesada	117

Lista de abreviaturas e siglas

ANAREDE	Programa de Análise de Redes Elétricas.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
CA	Corrente Alternada.
CC	Corrente Contínua.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica.
CSF	Capacitor Série Fixo.
CPST	Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão.
DCTG	Código de execução para definição dos dados de contingência programada do ANAREDE.
DMFL	Código de execução para definição da monitoração de fluxo no ANAREDE.
DMTE	Código de execução para definição da monitoração de tensão no ANAREDE.
EMS	Sistema de Gerenciamento de Energia.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
ERIAC	Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ.
EXCA	Código de execução automática de contingências de circuitos no ANAREDE.
EXCT	Código de execução para cálculo da solução do problema de fluxo de potência para os casos de contingência no ANAREDE.
FACRO	Representa o somatório do fluxo de potência ativa fornecido da área Acre e Rondônia a partir do estado do Mato Grosso.
FCPVPV	Representa o somatório do fluxo de potência ativa transmitida pelo Back-to-Back.

FSMAR	Representa o somatório do fluxo de potência ativa entre as instalações SE Samuel e SE Ariquemes.
FC	Fluxo de Carga.
GER-ACRO	- Geração dos estados do Acre e Rondônia.
GER-MT	- Geração do estado do Mato Grosso 230 kV.
GER-SP	- Geração do estado de São Paulo (adaptada).
IS	Índice de Severidade do programa ANAREDE.
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
LT	Linha de Transmissão.
MME	Ministério de Minas e Energia.
MNR	Método de Newton Raphson.
$N - 1$	Contingências simples.
N_b	Número de barras do sistema.
NPQ	Número de barras PQ.
NPV	Número de barras PV.
N° Viol	Número de violações causadas por uma contingência.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PIB	Produto Interno Bruto.
PIE	Produtores Independentes de Energia.
PCH	Pequena Central Hidrelétrica.
RACRO	Representa o somatório do fluxo de potência ativa recebido da área Acre e Rondônia a partir do estado do Mato Grosso.
EMRG	Código do programa ANAREDE, para considerar limites de emergência nas análises.
RELA	Código de emissão de relatórios de saída e/ou monitoração do programa ANAREDE
SE	Subestação Elétrica.

SEP	Sistema Elétrico de Potência.
SEPOPE	Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
SNPTEE	Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
TC	Transformador de Corrente.
Ybus	Matriz de admitância nodal.
UTE	Usina Termoelétrica.
UHE	Usina Hidrelétrica.

Lista de símbolos

B_{km}	Representa a susceptância série da admitância série do modelo π
B_{km}^{sh}	Representa a susceptância shunt π
R_{km}	Representa a Resistência serie
X_{km}	Representa a reatância serie
$f(x)$	Função $f(x)$
$f'(x)$	Derivada segunda da função $f(x)$
G	Fasor da condutância
g_{km}	Representa a condutância série da admitância série do modelo π
I	Fasor corrente [A] ou [pu]
I	Módulo da corrente [A] ou [pu]
E	Fasor de tensões nodais [V] ou [pu]
J_p	Matriz jacobiana do sistema,
$J \in i$	Representa o conjunto de barras 1,2, ..., m conectadas diretamente à barra π
P_k	Injeção líquida de potência ativa [W]
P_{km}	Representa a potência ativa entre as barras k e m [W]
P Q	Representam as barras de carga
P V	Representam as barras de geração
Q_k	Injeção líquida de potência reativa [VAr]
Q_{km}	Representa a potência reativa entre as barras k e m [VAr]
P_k^{esp}	Potência ativa especificada para a barra k
Q_k^{esp}	Potência reativa especificada para a barra k
I	Fasor tensão [V] ou [pu]
V	Módulo da tensão [V] ou [pu]

V_k	Magnitude da tensão nodal (barra k)
V_θ	Barra de referência, swing ou flutuante
V_i	Representa a tensão complexa na barra π
$x^{(0)}$	Estimativa inicial da solução
Y	Matriz de admitância nodal
k	Representa o número de barras da rede
Ω_k	Representa o número de barras da rede
y_{km}	Admitância série do modelo π
ϵ	Erro
Z_{km}	Impedância entre as barras k e m
ΔP_k	Resíduo da equação de potência ativa da barra k [W]
ΔQ_k	Resíduo da equação de potência reativa da barra k [Var]
$\Delta x^{(0)}$	Incremento que deve ser somado à solução inicial.
φ_{km}	Representa a fase entre as barras k e m [graus]
Θ	Vetor dos ângulos das tensões [graus]
θ_k	Ângulo da tensão nodal [graus]
θ_{km}	Representa a abertura angular entre as barras k e m [graus]

Sumário

I	INTRODUÇÃO	21
1	INTRODUÇÃO	22
1.1	Contextualização do Tema	22
1.2	Motivação	25
1.3	Objetivo	25
1.4	Estrutura do Trabalho	25
II	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	27
2	ANÁLISE ESTÁTICA DE CONTINGÊNCIA	30
2.1	Estados do Sistema	30
2.2	Ferramentas Utilizadas para a Avaliação de Segurança nos Centros de Operação	32
2.3	Região de Segurança	35
2.4	Métodos de seleção de análise de Contingências	37
3	O SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ÁREA ACRE E RONDÔNIA	40
3.1	Aspectos Gerais	40
3.2	Configuração Atual do Sistema de Transmissão	42
3.3	Demanda local	44
3.4	Geração local	45
3.5	Limites Operativos para Área	45
III	METODOLOGIA	47
4	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	48
4.1	O Programa de Análise de Redes - ANAREDE	50
4.1.1	Visão Geral	50
4.1.2	Programa de Fluxo de Potência	50
4.1.3	Programa de Análise de Contingências	50
4.1.3.1	Índice de Severidade	51
4.2	ORGANON	52
4.2.1	Arquivos de Entrada e Saída para a análise Estática	52
4.2.1.1	Fluxo de Potência Convencional	53
4.2.1.2	Fluxo de Potência Continuado	53

4.2.1.3	Avaliação de Segurança Estática	53
4.2.1.4	Análise de Sensibilidade	54
4.2.1.5	Análise de Contingência	54
4.2.2	Região de Segurança Estática no ORGANON	54
5	PROCEDIMENTOS DE REDE	59
5.1	Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos	59
5.2	Módulo 23 – Critérios para Estudos	59
5.3	Diretrizes para estudos em sistemas de corrente alternada	60
5.4	Critérios para estudos em sistemas de corrente alternada	61
6	ESTUDO E DEFINIÇÃO DA ÁREA DE INTERESSE	63
6.1	Introdução	63
6.2	Cenários Analisado	63
6.3	Estudos	64
6.4	Definição Região de Segurança	65
IV	RESULTADOS E DISCUSSÕES	67
6.5	Introdução	68
6.6	ANAREDE	69
6.6.1	Limite Normal	70
6.6.1.1	Carga Leve	70
6.6.1.2	Carga Média	72
6.6.1.3	Carga Pesada	73
6.6.2	Limite Emergência	74
6.6.2.1	Carga Leve	75
6.6.2.2	Carga Média/Pesada	75
6.7	ORGANON	78
6.7.1	Região de Segurança	79
6.7.1.1	Carga Leve	79
6.7.1.2	Carga Média/Pesada	82
6.8	Conclusão das simulações realizadas	83
6.9	Proposta para mitigar os índice de severidade	85
6.9.1	Ações de Curto Prazo	85
6.9.2	Ações de Médio e Longo Prazo	86
V	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	88
6.10	Conclusões	89
6.11	Trabalhos Futuros	90

REFERÊNCIAS	91
APÊNDICES	94
APÊNDICE A – RELATÓRIO DE BARRAS DOS ESTADOS DO ACRE E RONDÔNIA	95
APÊNDICE B – RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DA ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA PROGRAMADA - CARGA LEVE NORMAL (ADAPTADO)	97
APÊNDICE C – RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DA ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA PROGRAMADA - CARGA LEVE - EMERGÊNCIA (ADAPTADO)	99
APÊNDICE D – RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DA ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA PROGRAMADA - CARGA MÉ- DIA NORMAL (ADAPTADO)	103
APÊNDICE E – RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DA ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA PROGRAMADA - CARGA MÉ- DIA EMERGÊNCIA (ADAPTADO)	106
APÊNDICE F – RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DA ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA PROGRAMADA - CARGA PE- SADA NORMAL (ADAPTADO)	107
APÊNDICE G – RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DA ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA PROGRAMADA - CARGA PE- SADA EMERGÊNCIA (ADAPTADO)	110
APÊNDICE H – RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DA REGIÃO DE SEGURANÇA - CARGA LEVE (ADAPTADO) . .	112
APÊNDICE I – RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DA REGIÃO DE SEGURANÇA - CARGA PESADA (ADAPTADO)	115

Parte I

Introdução

1 Introdução

1.1 Contextualização do Tema

Os estudos de fluxo de potência em regime permanente desempenham papel fundamental na operação e no planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência, pois permitem determinar o estado de operação do sistema a partir de uma dada topologia e condição de carga. Este documento apresenta considerações gerais e o diagnóstico do desempenho do sistema sob o ponto de vista de atendimento à critérios e padrões para o sistema elétrico da área Acre e Rondônia, visando mitigar os limites vigentes. O estudo inicial da rede elétrica é efetuado pela análise de desempenho em regime permanente nos diversos patamares de carga e cenários de despacho de geração, por meio de simulações de fluxos de potência em condição normal e em contingência não simultânea dos elementos da rede.

Estima-se que para os próximos 10 anos, é esperado um crescimento econômico mundial médio de 3,5 % ao ano (IEA, 2017). Os países desenvolvidos devem apresentar um crescimento moderado, ainda que limitado pelas questões demográficas. E os emergentes devem continuar contribuindo significativamente para o crescimento da economia mundial. Com relação à economia brasileira, é esperado um crescimento que, inicialmente, se beneficiará do excesso de capacidade ociosa da economia e, posteriormente, responderá à retomada mais forte os investimentos, especialmente em infraestrutura, com impactos na competitividade da economia brasileira. Obviamente, em virtude do longo prazo considerado, grandes são as incertezas com relação às perspectivas econômicas (IEA, 2017). Para lograr um crescimento econômico mais forte e sustentável é necessário que haja uma maior capacidade de oferta da economia e menor restrição dos gargalos existentes, com efeitos que podem ser bastante sensíveis no caso do setor energético. O crescimento médio anual da carga do Sistema Interligado Nacional - SIN, no horizonte decenal, é de aproximadamente 2.963 MW médios, representando uma taxa média de 3,7 % ao ano, em que o Produto Interno Bruto - PIB nacional cresceu 1,0 %, segundo o último dado divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e estatística - IBGE (PDE, 2018). No início de 2018, a previsão estimada de crescimento de consumo de eletricidade foi da ordem de 3,1 % do consumo total no SIN, relativo a 2017. Em termos de consumo total de eletricidade no Brasil, considerado os sistemas isolados, esse crescimento é de 3,2 % relativamente a 2017 (EPE, 2018)

O consumo final de eletricidade no país em 2017 registrou uma progressão de 0,9 %. Os setores que mais contribuíram para este aumento foram o comercial (1,5 %) e o industrial (1,1 %). O setor residencial também teve um aumento de 0,8 % no consumo

de energia elétrica em relação a 2016 (EPE, 2018). Em relação a oferta de energia interna verificou-se também um avanço na oferta interna de 4,6 TWh (0,7%) em relação a 2016. Devido às condições hidrológicas desfavoráveis, houve redução de 3,4 % da energia hidráulica disponibilizada em relação ao ano anterior, apesar da menor oferta hídrica, a participação de renováveis na matriz elétrica atingiu 80,4 % em 2017 (oferta de energia), fato explicado pelo avanço da geração eólica, a qual atingiu 42,4 TWh - crescimento de 26,5%. A potência eólica atingiu 12.283 MW, expansão de 21,3 % em relação ao ano anterior. Os dados do Balanço Energético Nacional de 2018, ano base 2017, apresenta que 65,2% da produção de energia elétrica vem das usinas hidráulicas, mesmo assim a geração hídrica continua sendo a principal fonte de geração de energia elétrica no país (EPE, 2018).

No sentido de acompanhar a crescente da demanda de energia, além de condições adequadas de confiabilidade da operação e do suprimento elétrico, e da flexibilidade de acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração energia, dado o caráter indicativo da expansão da geração. Nesse sentido em maio de 2012 e fevereiro de 2013 iniciou a integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira, com exploração da geração da UHE Santo Antônio e UHE Jirau, proporcionando uma expansão do sistema de transmissão e disponibilizando aproximadamente 6.900 MW ao Sistema Interligado Nacional - SIN (PDE, 2018).

Essas informações são de relevância fundamental para o estabelecimento da infraestrutura da rede de transmissão associada. A rede de transmissão de energia elétrica conecta grandes centros de produção localizados geograficamente de forma esparsa para o atendimento a demanda de energia, formando um grande sistema de produção e transmissão de energia elétrica, um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários (SILVA; MONTEIRO; GUIMARÃES, 2016), conhecido como o Sistema Interligado Nacional - SIN, conectando a geração em grandes cidades e de áreas industriais, além de manter o sistema elétrico plenamente conectado e em operação síncrona. O perfil da geração hidráulica brasileira, localizada em sua maioria distante dos grandes centros de carga, exige o investimento em robustos sistemas de transmissão, capazes de escoar a produção até os locais de grande consumo com confiabilidade e econômica.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS é o responsável pela operação do SIN, que abrange todo o território nacional, Esta entidade é responsável pela coordenação da operação das instalações de geração, transmissão e por estudos de planejamento de curto e médio prazo (SILVA; MONTEIRO; GUIMARÃES, 2016), exceto pequenos sistemas isolados, atualmente, existem 237 localidades isoladas no Brasil. A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. O consumo nessas localidades é baixo e representa menos de 1 % da carga total do país, a

demanda por energia dessas regiões é suprida, principalmente, por térmicas a óleo diesel (ELÉTRICO, 2018).

O planejamento da expansão do sistema elétrico determina, entre outros, a instalação de novas usinas de geração de energia e a construção de linhas de transmissão e subestações. Tendo como objetivos disponibilizar uma oferta de energia adequada a demanda, elevar a qualidade do fornecimento de energia, equilibrando os fatores de custo e confiabilidade, além de apresentar alternativas frente a condições críticas observadas para os cenários futuros, o planejamento é essencial para o Sistema Interligado Nacional (GOMES, 2012).

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia são interligados ao restante do SIN em 230 kV, desde 2009. Com o início da entrada em operação das UHE Jirau e Santo Antônio, com a motorização completa das UHE Jirau e Santo Antônio, a potência instalada do subsistema irá ultrapassar 7 GW, parte do suprimento da região virá da geração local das usinas, e parte via sistema interligado. Existem ainda algumas cargas do estado do Acre que são isoladas e que passarão a ser supridas pela Rede Básica, com previsão de integração das localidades de Cruzeiro do Sul, Tauracá e Feijó ao SIN através de linha de 230 kV entre Cruzeiro do Sul, Feijó e Rio Branco (PDE, 2018).

Dando destaque do Plano Decenal de expansão de energia de 2024 da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pode-se observar um planejamento de expansão para os sistemas elétricos interligado dos estados do Acre e Rondônia prevendo um aumento na carga local, considerando os três patamares de carga (Leve, Média e Pesada) um acréscimo de 5,3 % no período decenal (PDE, 2015).

Unindo os conceitos apresentados, a expansão da demanda prevista dos estados do Acre e Rondônia e o suprimento de cargas pela Rede Básica no estado do Acre, incluindo novas linhas de transmissão e subestações no setor de 230 kV, Além dessas obras, estão indicados reforços de transmissão em 230 kV e de compensação reativa adicional, para permitir o escoamento das unidades adicionais previstas na UHE Santo Antônio, do rio Madeira, conectadas no setor de 230 kV da região.

Como base para o planejamento de um sistema elétrico, o estudo de fluxo de carga ou de potência é a resolução do circuito elétrico que representa a rede, levando em consideração sua topologia, as constantes elétricas de seus elementos, demandas das cargas e as tensões dos geradores da rede. Já a avaliação do grau de segurança de um sistema de potência é um problema crucial para o planejamento e para a operação diária. Sem levar em conta aspectos dinâmicos, a segurança de um sistema de potência pode ser interpretada como a segurança contra uma série de contingências previamente definidas, o que condiciona o conceito de segurança com a sua quantificação.

Na configuração atual, a avaliação do grau de segurança estática, bem como dos

limites operacionais torna-se necessária. Para tal avaliação, as ferramentas citadas de cálculo de fluxo de carga e análise de contingências, amplamente utilizadas nos ambientes de planejamento, programação e operação em tempo real, serão utilizadas neste trabalho.

1.2 Motivação

Os estudos de fluxo de potência em regime permanente desempenham papel fundamental na operação e no planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência, pois visam realizar o diagnóstico do desempenho do sistema sob o ponto de vista de atendimento à critérios e padrões. Avaliando os benefícios e definindo ações para solucionar problemas identificados. No cenário da região Acre e Rondônia, a expansão da geração com a entrada em operação plena das usinas da UHE Santo Antônio e UHE Jirau e com o atual sistema de transmissão de energia, visam a redução de geração térmica no país, busca-se otimizar a geração disponível nessas usinas hidráulicas. Em função desses aspectos, julga-se que o planejamento da operação através da análise estática de contingências é uma ferramenta que se torna necessário para a confiabilidade e otimização energética do Sistema Elétrico Interligado. Diante dos limites operativos vigentes no ano de 2018 para o subsistema Acre/Rondônia, este trabalho visa realizar análises de contingências em linhas de transmissão, em determinados cenários energéticos das usinas locais e patamares de carga, buscando mitigar as restrições e limites da área, explorando o máximo possível o toda a geração interna das usinas da área Acre/Rondônia.

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é realizar uma análise estática para o sistema de transmissão em 230 kV da área Acre e Rondônia, conectado com o Sistema Interligado Nacional-SIN, através da área de 500/230 kV do Mato Grosso. Nestas simulações e análises, busca-se avaliar o desempenho estático do sistema em decorrência à contingências simples e múltiplas, explorando a geração máxima das usinas da área no setor de 230 kV. Com isto, o trabalho visa indicar possíveis soluções para sanar e/ou reduzir as violações identificadas a partir das análises de contingências.

1.4 Estrutura do Trabalho

O Capítulo 1, dedicado aos aspectos gerais. A construção da contextualização do tema, a motivação, objetivo, citando o atual cenário da demanda e a expansão da transmissão de energia elétrica.

O Capítulo 2, fundamentos teórico, aborda os conceitos básicos de análise de contingência de circuitos simples e múltiplas de um Sistema Elétrico de Potência são revistos. Apresenta a configuração do sistema de transmissão e geração de energia elétrica da área Acre e Rondônia.

Capítulo 3, refere-se a metodologia, apresenta as ferramentas computacionais utilizadas, bem como as diretrizes e critérios utilizados.

Capítulo 4, retrata os resultados das simulações e as respectivas discussões são apresentados com a aplicação da metodologia proposta para os sistemas do Acre-Rondônia composto das barras modeladas de 230 kV.

Capítulo 5, expõe neste capítulo as conclusões e trabalhos futuros. Por fim, os apêndices contêm o material complementar do trabalho.

Parte II

Fundamentação Teórica

A partir do blecaute na cidade de Nova York em 1965, o conceito de segurança nos sistemas elétricos passou a ser estabelecido no sentido de representar a habilidade dos sistemas em continuar sua operação, respeitando seus limites operacionais de segurança, mesmo após a ocorrência de falhas em alguns de seus componentes. Após este evento, foi mencionado, pela primeira vez na literatura, o termo “segurança” em 1966. Também nesta época foi estabelecida a estrutura básica da classificação de estado de operação dos Sistemas Elétricos de Potência, proposta por Dy Liacco, definiu o sistema podendo operar em três condições: Normal, Emergência e Restaurativo. Em 1969 essa classificação foi completada incluindo o estado Alerta. Para a análise de segurança em regime permanente, o estado Alerta é definido quando o sistema está operando dentro de seus limites de segurança, mas uma contingência pode levá-lo a uma condição de operação violada. Em 1987, Monticelli, enriquecem o conceito de segurança com as definições de modo de segurança preventivo e modo de segurança corretivo, onde é levado em consideração o fato do sistema elétrico suportar operar com limites de operação violados durante certo tempo, antes da atuação dos equipamentos de proteção. (BORGES; ALVES, 2010)

O sistema é considerado seguro se nenhum limite de segurança for seriamente violado no evento de uma contingência. O processo de investigação para saber se o sistema estará seguro mediante um conjunto de contingências propostos é chamado de Análise de Segurança (ALVES, 1997), outra visão de (MORISON; WANG; KUNDUR, 2004), refere-se a segurança de um sistema de potência ao grau do risco da capacidade de um sistema de potência sobreviver a distúrbios iminentes sem interromper o fornecimento de energia ao consumidor. A segurança se relaciona com a robustez do sistema em relação a distúrbios iminentes e, portanto, depende das condições operativas do sistema bem como da probabilidade dos distúrbios.

Para garantir o correto funcionamento do sistema elétrico, faz necessário definir e aprimorar conceitos acerca da segurança, de maneira a garantir que os sistemas operem com uma probabilidade aceitável de operar satisfatoriamente ao longo do tempo. Avaliações mais rigorosas e novos requisitos são necessários em um novo ambiente competitivo. Seguindo esta necessidade, definiu-se uma ferramenta conceitual que seria capaz de avaliar o grau de segurança de um sistema, dado um ponto de operação. Através dessa ferramenta conceitual, é possível avaliar as condições em que o sistema está operando, considerando as diferentes abordagens de estabilidade, bem como outros critérios de qualidade de operação. Para tanto no âmbito da operação, um sistema seguro é aquele no qual os critérios de operação são respeitados nas condições pré e pós-contingenciamento. (MORISON; WANG; KUNDUR, 2004)

Ferramentas computacionais exige que as análises realizadas cubram um grande número de aspectos do sistema, como os critérios de segurança (e.g. limites térmicos das linhas e os limites de tensão dos barramentos) e as diferentes formas de estabilidade. A

implementação, contudo, esbarra num problema de viabilidade computacional. Historicamente, a avaliação da segurança de um sistema é realizada num contexto offline, num ambiente de planejamento da operação. Neste contexto, submete-se o sistema planejado a diferentes condições previsíveis, pelo uso de ferramentas de análises de regime permanente (como o fluxo de potência) e de análises transitórias (como a simulação no tempo de transitórios eletromecânicos). Neste contexto, diversas simulações são realizadas considerando o sistema no tempo real, com celeridade o suficiente para o operador reagir caso determinada contingência analisada se mostre como potencialmente insegura.

Atualmente, a análise de segurança em sistemas elétricos de potência está dividida em duas condições de análise:

- Análise Estática (regime permanente)
- Análise Dinâmica.

Na avaliação de segurança estática, as perturbações, como perda de unidades de geração e de transmissão, são processadas levando em conta que a transição entre os estados atinge sempre um equilíbrio estável. Este estado pode, contudo, nunca ser alcançado, devido aos efeitos de saída em cascata associado a problemas de instabilidade, onde uma análise dinâmica é recomendada. A avaliação de segurança dinâmica visa examinar o comportamento dinâmico do sistema logo após um distúrbio, para identificar casos que possam provocar efeitos em cascata que levem o sistema a não atingir um estado estável (BORGES; ALVES, 2010). A preocupação com a dinâmica do sistema tem motivado muitos trabalhos e não faz parte do objetivo deste estudo.

2 Análise estática de contingência

A Avaliação da Segurança estática, mais conhecida como Análise de Contingências, consiste em múltiplos estudos em que é determinado o estado da rede após a saída de um ou múltiplos elementos. Esta análise implica em realizar um cálculo completo de Fluxo de Carga para cada contingência selecionada (EXPÓSITO; CONEJO; CAÑIZARES, 2009).

O objetivo da análise estática de contingência é manter afastado o risco de sobrecargas em equipamentos, tensões anormais, decaimento da frequência, instabilidade do sistema, perda de carga, perda de geração e o risco máximo de uma paralisação catastrófica do sistema (ALVES, 1997).

A análise de contingências tem aplicação na operação e no planejamento de sistemas de potência. No caso do planejamento, pode-se citar a expansão do sistema, onde na escolha de alternativas de ampliação do sistema, a análise de contingências pode ser utilizada como uma restrição complementar a ser cumprida. Também no planejamento, pode-se citar o uso da análise de contingências na determinação de índices de confiabilidade para alternativas de topologia de rede.

2.1 Estados do Sistema

Para melhor entendimento do sistema elétrico de potência, vale apenas ressaltar os estados de operação e suas restrições. Um sistema de energia elétrica, quando operando em regime estacionário, está sujeito a três tipos de restrições: de carga, de operação e de segurança.

As restrições de carga representam as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga e as injeções de potência ativa nas barras de geração. As restrições de operação representam os limites impostos às magnitudes das tensões nas barras, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e às injeções de potência reativa nas barras de geração. As restrições de segurança estão associadas a um conjunto preestabelecido de contingências possíveis no sistema como: perda de linha, geradores, capacitores ou reatores em derivação, entre outros equipamentos.

Esta lista de contingências, em geral, inclui contingências simples, ou seja, perda de um equipamento por vez, porém podendo conter algumas contingências múltiplas. Não existem critérios bem estabelecidos para a elaboração destas listas. Pode-se usar alguma ferramenta computacional, como a seleção automática de contingências, mas também costuma-se levar em consideração a experiência do operador e as probabilidades de ocorrências de falhas.

Baseando-se nas definições das restrições de carga, de operação e de segurança podem ser definidos quatro estados de operação do sistema: seguro, alerta, emergência e restaurativo. As definições dos estados estão descritas a seguir, (MONTICELLI A. GARCIA, 2003):

- **Seguro:** Neste estado, são obedecidas as restrições de carga, de operação e de segurança, ou seja, o sistema está operando normalmente, atendendo toda a demanda e sem nenhuma violação de limites de operação. Se acontecer qualquer uma das contingências listadas, o sistema continuará atendendo as cargas sem nenhuma violação operativa. No entanto, caso ocorra uma contingência que não estava na lista, pode ser que o sistema entre em estado de emergência.
- **Alerta:** No estado de alerta, o sistema continua suprindo toda a demanda sem haver violações nos limites operativos, porém alguma contingência que está incluída na lista poderá levar o sistema ao estado de emergência, caso ela venha a ocorrer de fato.
- **Emergência:** O estado de emergência é caracterizado pela violação de uma ou mais restrições operativas. A emergência pode ser provocada por uma contingência e consequente desligamento de um ou mais equipamentos do sistema. Com exceção dos equipamentos que provocaram a emergência, o resto do sistema está intato.
- **Restaurativo:** Este estado é atingido quando uma emergência é eliminada por desligamento manual ou automático de partes do sistema, efetuados pelo centro de controle ou por dispositivos locais. Neste estado as restrições operativas são obedecidas, porém o sistema não está intato, há cargas não atendidas, ilhamentos, etc.

A análise de contingências realiza simulação de perturbações com o objetivo de fornecer ao operador condições de prever qual a reação do sistema em presença de tais perturbações. A partir do resultado da simulação, decide se sobre a execução de ações preventivas, quando necessárias, para evitar transições no sistema para o estado de emergência. A análise estática avalia apenas o estado final do sistema após a aplicação da contingência, já em regime permanente, verificando as restrições de segurança e determinando se o estado atual do sistema é normal-seguro ou normal-alerta. A análise estática baseia-se na utilização de soluções de fluxo de potência considerando apenas a condição de regime permanente (PINTO; PEREIRA, 1995).

2.2 Ferramentas Utilizadas para a Avaliação de Segurança nos Centros de Operação

A análise de segurança e controle tem sido implementado em um conjunto de software nos modernos Centros de Operação de Controle de Energia Elétrica. Os principais componentes da análise de segurança online (em tempo Real) estão apresentados na Fig. (1). A parte de monitoramento iniciam com medições em tempo real de quantidades físicas no sistema elétrico, com potência ativa, reativo, tensões e correntes, estados dos disjuntores e chaves seccionadoras. Os dados são telemedidos e a partir de terminais remotas, são enviadas aos computadores do centro de controle. Dados medidos com erros grosseiros são rejeitados por filtragem através de uma simples verificação de lógica e consistência.

Os dados são primeiro processados sistematicamente para se determinar a configuração do sistema (topologia da rede). Então, os dados disponíveis são processados mais uma vez para se obter uma estimativa das variáveis de estado do sistema (magnitudes e ângulos de tensão das barras). Para a análise de observabilidade, detecção e identificação de dados com erros grosseiros são partes da chamada de estimação de estado generalizada.

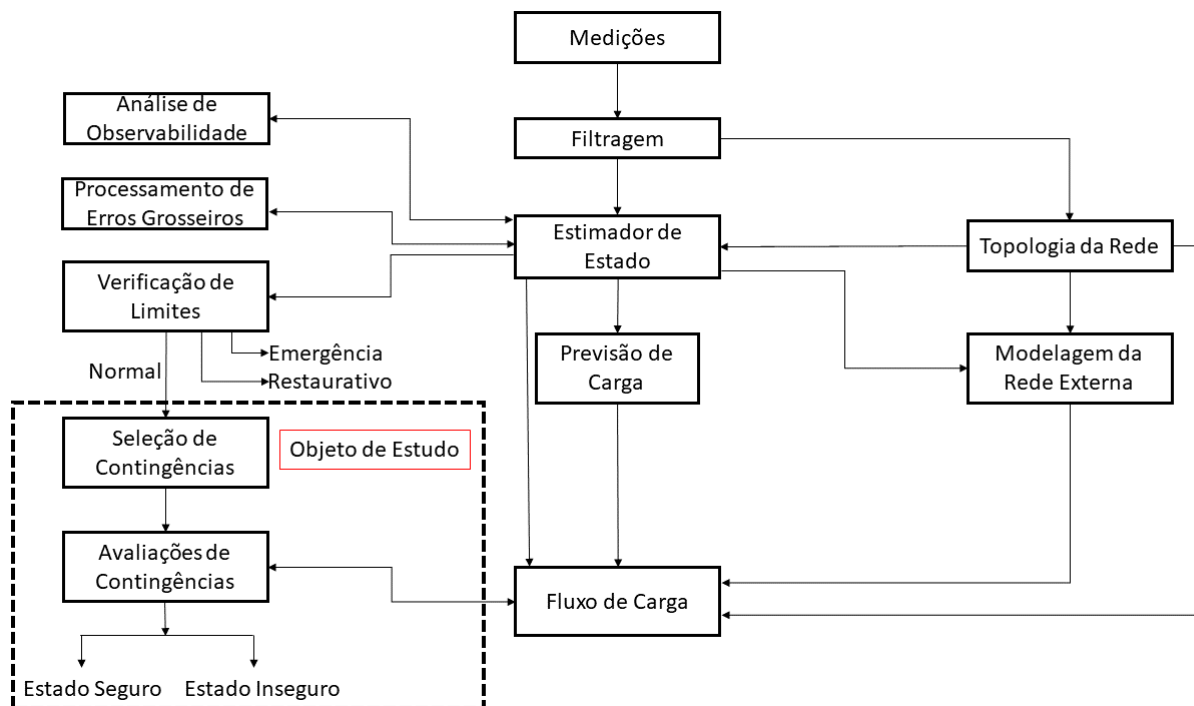


Figura 1 – Funções de Análise de Redes em Centros de Controle

Para determinar se um estado operacional é seguro, uma lista de contingências é necessária. A seleção de contingência emprega um esquema adaptativo para selecionar um conjunto de importantes e prováveis distúrbios. A determinação da segurança envolve essencialmente análises de fluxo de potência em regime permanente. Restrições são

expressas em termos dos limites sobre fluxos em linhas e tensões nas barras. Portanto, para determinar a resposta do sistema, a avaliação de contingências é feita usando-se um fluxo de potência online. O fluxo de potência online utiliza o modelo do fluxo de potência convencional do próprio sistema, a partir da solução do estimador de estado, juntamente com uma representação em tempo real das vizinhanças do sistema, ou seja, um modelo da rede externa. Deste que as contingências são eventos futuros, uma previsão futuros, uma previsão das cargas das barras é necessária. (ALVES, 1997)

A ferramenta clássica de análise de contingências busca encontrar a solução do fluxo de potência, dado um ponto de operação, para situações de pós-distúrbio. Do ponto de vista da estabilidade, a existência de solução destes casos indica a estabilidade do sistema frente a essas perturbações. Do ponto de vista da segurança, pode-se analisar se os valores das grandezas do sistema estão dentro de limites especificados (MATARUCCO, 2013).

Realizar um cálculo completo de fluxo de carga para uma lista com diversas contingências não é uma tarefa rápida, o que comprometeria o desempenho da aplicação utilizada, principalmente quando se trata da análise de contingências em tempo real. A Seleção Automática de Contingências é mais uma das técnicas estudadas nos últimos anos para se melhorar a eficiência da análise de segurança. A ideia básica da metodologia é, levando em consideração que nem todos os casos de uma lista de contingências serão críticos, encontrar um meio de selecionar as contingências de tal maneira que somente os casos que realmente irão gerar violação operativa sejam, de fato, analisados (ALVES, 1997).

Dentre os muitos recursos desenvolvidos para a análise de sistemas de potência, alguns podem ser destacados por envolverem diretamente o conceito de segurança de sistemas de potência. Existe um conceito inerente a cada ferramenta que diz respeito à análise do ponto de operação e sua vizinhança. Para algumas ferramentas, apenas é considerado o ponto de operação. Para outras, se faz uma varredura no entorno considerando alguns critérios. Serão brevemente descritas as seguintes ferramentas (NETTO, 2016):

- Análise de Sensibilidade e Análise de Contingência
- Fluxo de Potência Continuado
- Região de Segurança pelo Método dos Nomogramas

Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade consiste na avaliação de como determinada grandeza varia em função de outra, dado um ponto de operação e considerando a variação como

sendo incremental. Pode-se, por exemplo, avaliar como a tensão de determinado barramento cresce ou decresce dado que um gerador específico aumente a sua geração. A partir dessa ferramenta, é possível avaliar quais são os pontos do sistema que são mais sensíveis a mudanças na rede e, portanto, mais suscetíveis a apresentarem problemas de estabilidade e outras violações de segurança. A cada ponto de operação distinto, uma nova relação entre as variáveis do sistema é obtida (NETTO, 2016).

Análise de Contingência

Durante as premissas para a definição dos conceitos de estabilidade e segurança, considerou-se que o sistema é susceptível a distúrbios ou perturbações e que, apesar de sua ocorrência, o sistema deveria ser capaz de continuar a operar de maneira estável.

Fluxo de Potência Continuado

As abordagens das ferramentas anteriores dizem respeito à características do ponto de operação que são dependentes apenas do próprio ponto. Uma outra classe de ferramentas considera não apenas o ponto, mas também uma certa vizinhança de possibilidades. Para o caso do fluxo de potência continuado em particular, é de interesse encontrar o máximo carregamento que um sistema pode assumir, através de sucessivos incrementos no valor da carga. Ou seja, qual é a margem de carregamento em relação ao ponto base (AJJARAPU; CHRISTY, 1992).

Para cada incremento de carga, há um novo ponto de operação encontrado. O objetivo está em encontrar o último ponto viável deste sistema, seguindo a regra de crescimento previamente definida. Note que a cada incremento, ferramentas de análise de sensibilidade podem ser aplicadas em cada ponto encontrado pela ferramenta. E uma ferramenta de análise de segurança do tipo análise de contingência, pois avalia-se o crescimento de carga para dada direção particular de crescimento, ou seja, a varredura no universo de possibilidades está confinada a uma reta específica, definida previamente através de fatores de crescimento.

Método dos Nomogramas

No fluxo de potência continuado, avalia-se a segurança de um sistema considerando o crescimento de carga. Isto é, avalia-se condições futuras possíveis em que se prevê o crescimento da carga, como acontece no ciclo diário. Contudo, não se tem a informação se o ponto de operação no instante atual é adequado, ou se existe um ponto que seja mais adequado. O método dos nomogramas apresenta, de uma maneira visual, a informação de segurança acerca de um ponto de operação, considerando-se uma vizinhança contida em

um plano. Existem algumas maneiras de se realizar esta varredura; pode-se, por exemplo, avaliar de diferentes combinações das gerações de usinas de interesse para uma carga constante. Para isto, definem-se três grupos geradores, que estão sujeitos à seguinte restrição Eq. 2.1:

$$P_{G1} + P_{G2} + P_{G3} = k \quad (2.1)$$

Sendo P_{Gi} a potência gerada pelo i -ésimo grupo gerador e k uma constante. A definição do grupo gerador abrange quaisquer conjunto de máquinas que o usuário assim defina. Pode ser, por exemplo, as máquinas que pertencem a uma determinada região geográfica. A partir de um ponto inicial, chamado de caso base, varia-se os valores de dois desses grupos livremente (P_{G1} e P_{G2} , por exemplo), segundo qualquer regra de varredura de malha. O valor do despacho do terceiro grupo é feito de maneira a complementar a geração dos outros dois grupos (NETTO, 2016). No programa ORGANON, que será tratado na parte V, por exemplo, o programa funciona com uma base de dado do tempo real do Sistema Elétrico, resultando em regiões de segurança.

Em cada ponto da região analisada, realiza-se as análises de segurança do tipo sensibilidade desejadas (usualmente análise de contingências e a verificação de condições operativas). Ao final, define-se um delimitador para cada variável de segurança considerada, criando regiões responsáveis por informar que todos os pontos contidos por elas não apresentam problemas de segurança para determinado critério. A Fig.(2) apresenta um exemplo ilustrativo do que seria um nomograma com essas informações de segurança. Todos os pontos mapeados e que estejam contidos na região verde, por exemplo, não apresentam violações nos valores de tensão e carregamento. Em alguns pontos, há violação de tensão e carregamento (região vermelha).

2.3 Região de Segurança

Para se ter uma região de segurança, seja ela estática ou dinâmica, o ponto de partida inicial é a definição de três grupos de geração. Os dois primeiros grupos, Grupo (P_{G1}) e Grupo (P_{G2}), são os grupos principais, dentro da área analisada, tendo sua geração alterada. O terceiro grupo, Grupo (P_{G3}), preferencialmente formado por usinas fora da área análise, é utilizado para balancear o atendimento à carga, que durante o processo permanece constante, sendo um grupo “swing”. É interessante que, ao Grupo (P_{G1}) e Grupo (P_{G2}) terem suas gerações reduzidas ao mínimo, (P_{G3}) seja capaz de suprir essa geração reduzida.

A região de segurança é “desenhada” partindo do ponto de operação – somatório do despacho ativo de cada usina que compõe um grupo, radialmente, alterando a geração

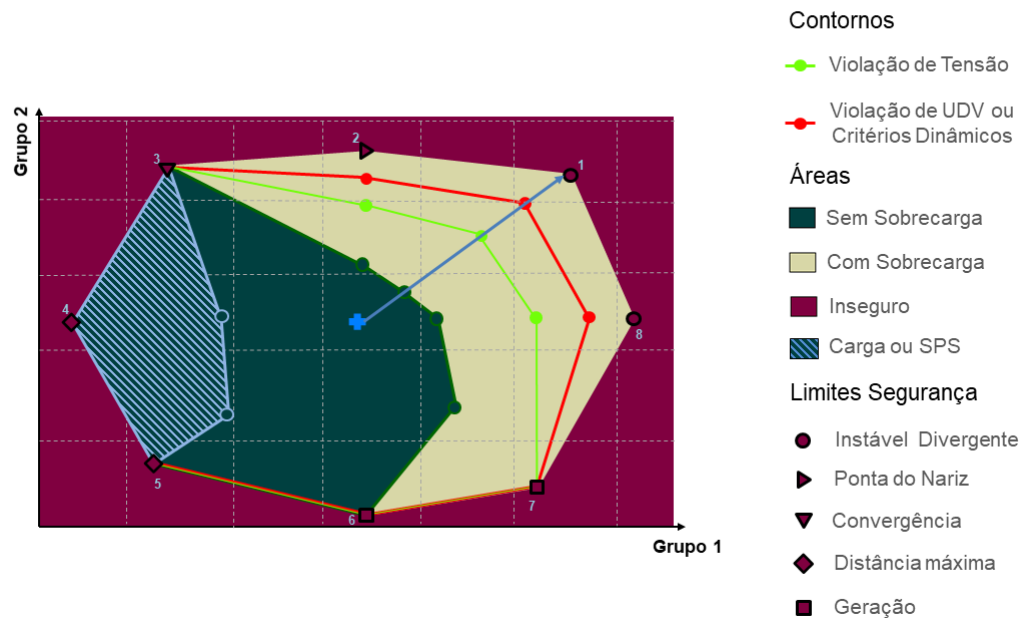


Figura 2 – Nomogramas genéricos para avaliação de Segurança nos Centros de Operação dos grupos (P_{G1}) e (P_{G2}) até atingir um limite de segurança ou limite de geração. Como apresentado na Fig. (3).

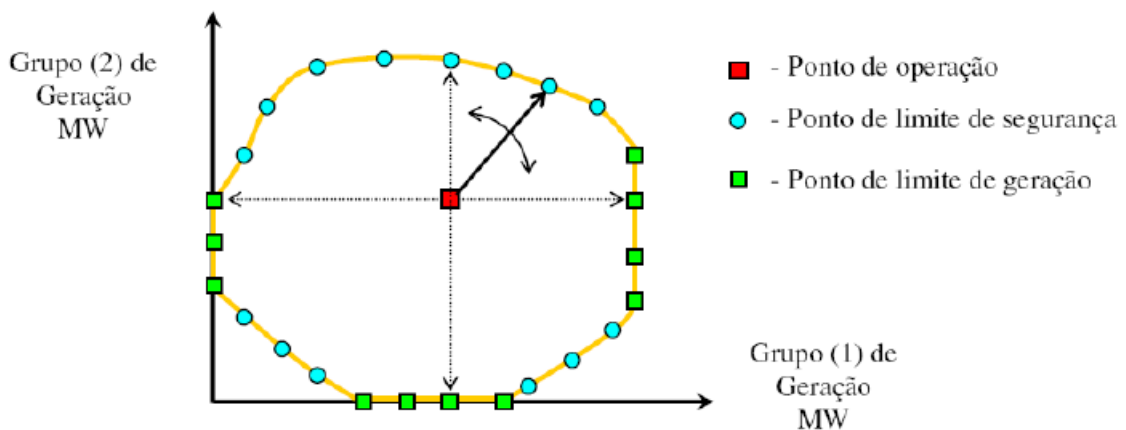


Figura 3 – Representação de uma região de segurança.

Essa verificação de segurança é efetuada para todas as contingências, de uma lista, em cada uma das direções. As direções podem ser definidas, entre 4 e 40, sempre em múltiplos de 4.

Para cada contingência escolhida haverá, ou não, uma região em que o sistema pode operar seguramente em estado normal ou estado de alerta. O limite da região de segurança é definido como sendo a interseção dos limites de segurança de todas as contingências, de acordo com a Fig. (4). Para cada direção, enquanto um limite de segurança não é

encontrado, a geração é modificada até que se atinja o limite de estabilidade de tensão (Curva do Nariz, ou Curva PV), ou até atingir o limite de geração.

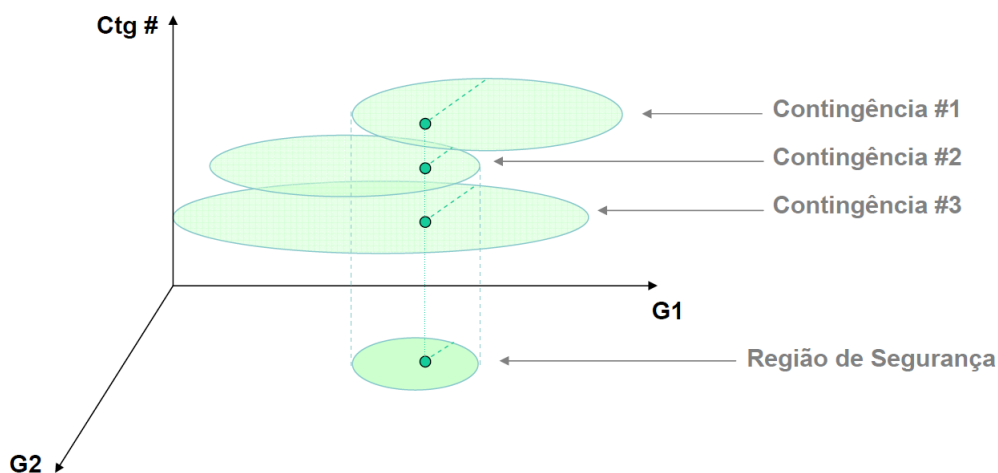


Figura 4 – Representação de uma região de contingência.

2.4 Métodos de seleção de análise de Contingências

Análise de contingências como um programa que simula uma lista preestabelecida de casos de contingências onde, em cada caso a ser analisado, o aplicativo muda a representação da rede para simular a falta do equipamento em questão e executa um fluxo de potência em cima dessa topologia. Para cada caso, é verificado o impacto provocado pela contingência no sistema elétrico e então, ao final da simulação de toda a lista de contingências, o aplicativo indica se o sistema atende às restrições de segurança (MONTICELLI A. GARCIA, 2003). Para a Análise de Contingências, a lista de contingências é normalmente formulada levando-se em consideração a probabilidade de ocorrência de um determinado evento.

Para solucionar todas as contingências do conjunto selecionado é impraticável, devido o esforço computacional. Surge então a necessidade de selecionar, dentro desse conjunto, as mais severas, ou seja, aquelas que realmente possam levar o sistema ao estado de emergência, caso ocorram. Essa seleção pode ser realizada pelo operador do sistema, baseando-se na experiência adquirida na operação do sistema ao longo dos anos. Entretanto, com o crescimento dos Sistema Elétricos de Potência - SEP esse tipo de seleção, além de difícil, pode não incluir contingências importantes. Por isso é comum a utilização de algoritmos que selecione, automaticamente, as contingências mais severas para serem analisadas (PINTO; PEREIRA, 1995).

As técnicas correntes para análise de contingências geralmente incluem as seguintes abordagens:

- Uma seleção prévia das contingências, com algoritmos bem rápidos, baseados em modelos aproximados (Fluxo de carga CC e outros), visando identificar as contingências potencialmente severas;
- Análise detalhadas das contingências selecionadas usando um algoritmo de fluxo de carga. Geralmente é usado o fluxo de carga desacoplado rápido devido à sua velocidade de resposta.
- Uso de técnicas de computação paralela, com múltiplos processadores ou processadores vetoriais para ganhar velocidade. Geralmente utilizados na análise de contingências em tempo real, onde o fator velocidade é crucial

Retomando o fato de que nem todas as contingências de uma rede vão causar violações de limites, uma das abordagens é utilizar a experiência do operador do sistema elétrico para se obter uma lista de contingências menor e mais adequada ao estado corrente do sistema elétrico. Algumas contingências provocam um efeito mais intenso no sistema quando este opera em carga leve, enquanto que em carga pesada, essa mesma contingência pode não oferecer violações, e vice-versa. Porém, essa solução, está sujeita a ocorrência de erro humano, que pode ser de dois tipos: elaborar uma lista onde uma contingência crítica não seja selecionada, podendo levar a uma falsa informação de que o sistema está seguro; ou elaborar uma lista de contingências muito longa, sobrecarregando desnecessariamente a análise e aumentando o tempo de solução da mesma (BORGES; ALVES, 2010).

A primeira abordagem faz uso de aproximações e simplificações. Nessa linha, tem-se o uso de modelos linearizados da rede para resolver problemas de análise de contingências e aparece na literatura sob vários títulos, tais como, “Método das Sensibilidades Linear” ou “Fatores de Sensibilidade Linear”.

A segunda abordagem, a Seleção de Contingências. A utilização de métodos automáticos de seleção de contingência, ou também chamados de Contingency Screening é algo amplamente estudado. Neste caso, é feita uma pré-análise do efeito da contingência, utilizando algoritmos de modelos aproximados, onde é atribuído um índice de desempenho que será utilizado para ordenação da lista a partir dos casos mais críticos para os menos críticos. As contingências são analisadas seguindo a ordenação, até que depois de um determinado número de contingências seguidas sem gerar violações das grandezas monitoradas, a análise é finalizada (BORGES; ALVES, 2010).

Algumas simplificações são utilizadas juntamente com os métodos citados para acelerar a solução da seleção automática de contingências bem como analisar as contingências críticas. São métodos que se baseiam no fato de uma contingência ter seu efeito sentido até um certo limite geográfico. Nesses casos, é limitada a região onde será feita a

análise da contingência, e, caso não sejam identificadas violações nesta região, conclui-se que não haverá violações no resto da rede (BORGES; ALVES, 2010).

A terceira abordagem para a viabilização do uso do programa de análise de contingências no contexto da operação em tempo real é a utilização de técnicas de processamento paralelo e, em particular, processamento em cluster de computadores.

Dentre os diversos métodos de seleção e análise de contingências destacam-se:

- Fatores de Sensibilidade Linear, ou Fatores de Distribuição: Abordagem útil quando é desejada somente uma análise aproximada dos efeitos de cada contingência. Neste método é utilizado o Fluxo de Carga CC.
- Fluxo de Carga Completo: Abordagem útil quando a magnitude de tensão é um fator crítico, onde os Fatores de Distribuição, embora mais rápidos, não podem ser utilizados. Neste método é utilizado o Fluxo de Carga Desacoplado Rápido. Nestes casos, somente uma análise utilizando a formulação completa de fluxo de potência pode ser utilizada. A maioria dos centros de controle que utilizam análise de contingência baseada em fluxo de potência completo utilizam os métodos de Newton-Rapson ou Desacoplado-Rápido, pelo fato de terem uma boa velocidade de solução e serem consideravelmente robustos na convergência quando solucionando difíceis casos. O método Desacoplado-Rápido tem a vantagem de poderem ser utilizadas fórmulas de alteração da rede sem a necessidade de se reinverter a matriz Jacobiana do sistema.

3 O Sistema de Transmissão da Área Acre e Rondônia

3.1 Aspectos Gerais

Neste capítulo é apresentado uma visão geral do Sistema de transmissão dos estados do Acre e Rondônia AC/RO, um breve histórico da interligação dessa área ao Sistema Interligado Nacional - SIN e um resumo das características básica do sistema de transmissão, da demanda e geração interna do Sistema elétrico local.

O sistema elétrico dos estados de Rondônia e do Acre operava em 2009 de forma isolada, ou seja, operava desinterligado ao SIN. O sistema elétrico era composto por um tronco de transmissão em circuito simples de 230kV que vai desde Rio Branco (AC), passando por Porto Velho até Ji-Paraná (RO), atendendo diversas localidades. A configuração inicial isolada apresentava recentemente as áreas de Pimenta Bueno e Vilhena, ambas em Rondônia, como sistemas isolados, atendidas através de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Produtores Independentes de Energia (PIE). O parque gerador do sistema Acre-Rondônia é de natureza hidrotérmica, em que se destacam a usina hidrelétrica (UHE) de Samuel, as usinas termoelétricas (UTE) de Termonorte I, Termonorte II e Rio Madeira, todas elas localizadas na região de Porto Velho. Completam este quadro as UTE Rio Branco I, Rio Branco II e Rio Acre, sendo ainda uma parcela da geração devida a PCH, conforme Fig.(5) através do estado de Mato Grosso. Em um primeiro momento, esta interligação foi realizada através de um circuito duplo da subestação (SE) de Jauru (MT) até SE Vilhena (RO), trecho que entrou em operação em outubro de 2009, Interligando o Sistema isolado do Acre e Rondônia ao SIN. Com isso, o ONS passou a operar o atendimento a localidades situadas a até 1400km de distância da SE Jauru, a subestação mais ao oeste do sistema interligado, chegando até Rio Branco (Acre) (PDE, 2009).

Em maio de 2012 e fevereiro de 2013 iniciou a integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira, com exploração da geração da UHE Santo Antônio e UHE Jirau, respectivamente.

O sistema de transmissão foi planejado com dois elos de Corrente Contínua - CC +/- 600 kV - 2x 3.150 MW, conectando a SE Araraquara, em São Paulo, à SE Coletora Porto velho, em Rondônia. Adicionalmente foi também definida uma conexão ao sistema de 230 kV que atende aos Estados do Acre e Rondônia – AC/RO, através de dois back-to-back CCC com capacidade de 2 x 400 MW, conforme ilustrado no diagrama unifilar da Fig.(6). O projeto inicial das usinas do rio Madeira era composto de 44 máquinas na UHE Santo Antônio (3.150 MW) e 44 máquinas na UHE Jirau (3.300 MW), totalizando 6.450



Figura 5 – Diagrama unifilar da área Acre/Rondônia - Configuração isolada do restante do Sistema Interligado Nacional - SIN

MW. Foi ainda planejada a expansão do sistema de transmissão de 230kV do AC/RO, através de um terceiro circuito em 230 kV entre a SE Jauru e a SE Porto Velho, do segundo circuito entre a SE Porto Velho e a SE Rio Branco, e de um compensador estático na SE Vilhena. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, esses reforços foram planejados principalmente para o atendimento ao Acre e Rondônia. A função de transmissão da potência das usinas do rio Madeira para o sudeste seria dos elos CC (PDE, 2009).

Posteriormente, em 2014 foram autorizadas 6 unidades geradoras adicionais na UHE Jirau (3.750 MW) totalizando 94 máquinas (6.900 MW) nas usinas do rio Madeira. Com esse acréscimo de potência foi utilizada a folga existente no back-to-back, e nenhum reforço adicional foi previsto para o sistema de 230 kV do AC/RO. As seis unidades geradoras adicionais da UHE Santo Antônio, com conexão na subestação de 230 kV de Porto Velho, seguem a sazonalidade do Complexo Gerador do Rio Madeira.

Logo após, a UHE Santo Antônio pediu acesso à subestação de Porto Velho 230 kV para conexão de seis unidades geradoras da casa de força do leito do rio. A energia dessas unidades geradoras foi vendida no leilão da ANEEL A-3 de 2014 e entregue ao sistema em Setembro de 2016. Para contemplar o acréscimo de geração em Santo Antônio a Empresa de Pesquisa energética elaborou um relatório que contempla um aumento no sistema de transmissão da área (EPE-053, 2013).

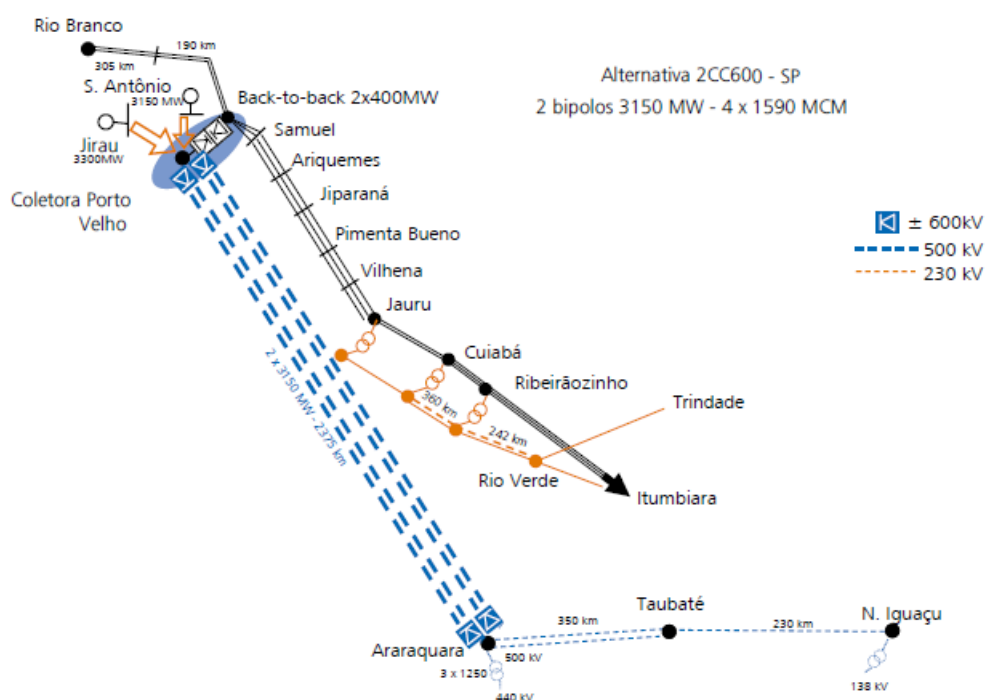


Figura 6 – Integração do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira

3.2 Configuração Atual do Sistema de Transmissão

A interligação dos estados do Acre e Rondônia ao Sistema Interligado Nacional - SIN possibilita a otimização do sistema através da transferência do excedente de energia do sistema Acre - Rondônia (AC/RO) e contribui para a redução da dependência da geração térmica local existente.

Atualmente, os estados do Acre e Rondônia possuem uma rede de transmissão em 230 kV constituída basicamente por uma rede de 230 kV de três circuitos. Esta rede de 230 kV se estende por 1.400 km sendo responsável pelo atendimento às cargas destes estados e escoamento da energia das usinas geradoras locais e do complexo do Rio Madeira para a área Mato Grosso, conforme Fig.(7).

O complexo de Geração do Rio Madeira operava em sua totalidade de entrega de energia elétrica disponível ao SIN, no setor de 500 kV da SE Coletora Porta Velho com suas conexões de Elos de Corrente Contínua e conversores Back-to-Back, enquanto o sistema de transmissão de 230 kV do Acre/Rondônia opera desinterligado eletricamente do setor de 500 kV do Elo CC do Madeira, pois existem somente duas conexões físicas, sendo o transformador de 500/230kV de 450 MVA (que operar normalmente desligado) e a conexão do setor de 500 kV da SE Coletora Porto Velho com o setor de 230 kV pelas conversores Back-to-Back da SE Coletora Porto Velho, ou seja eletricamente áreas assíncronas.

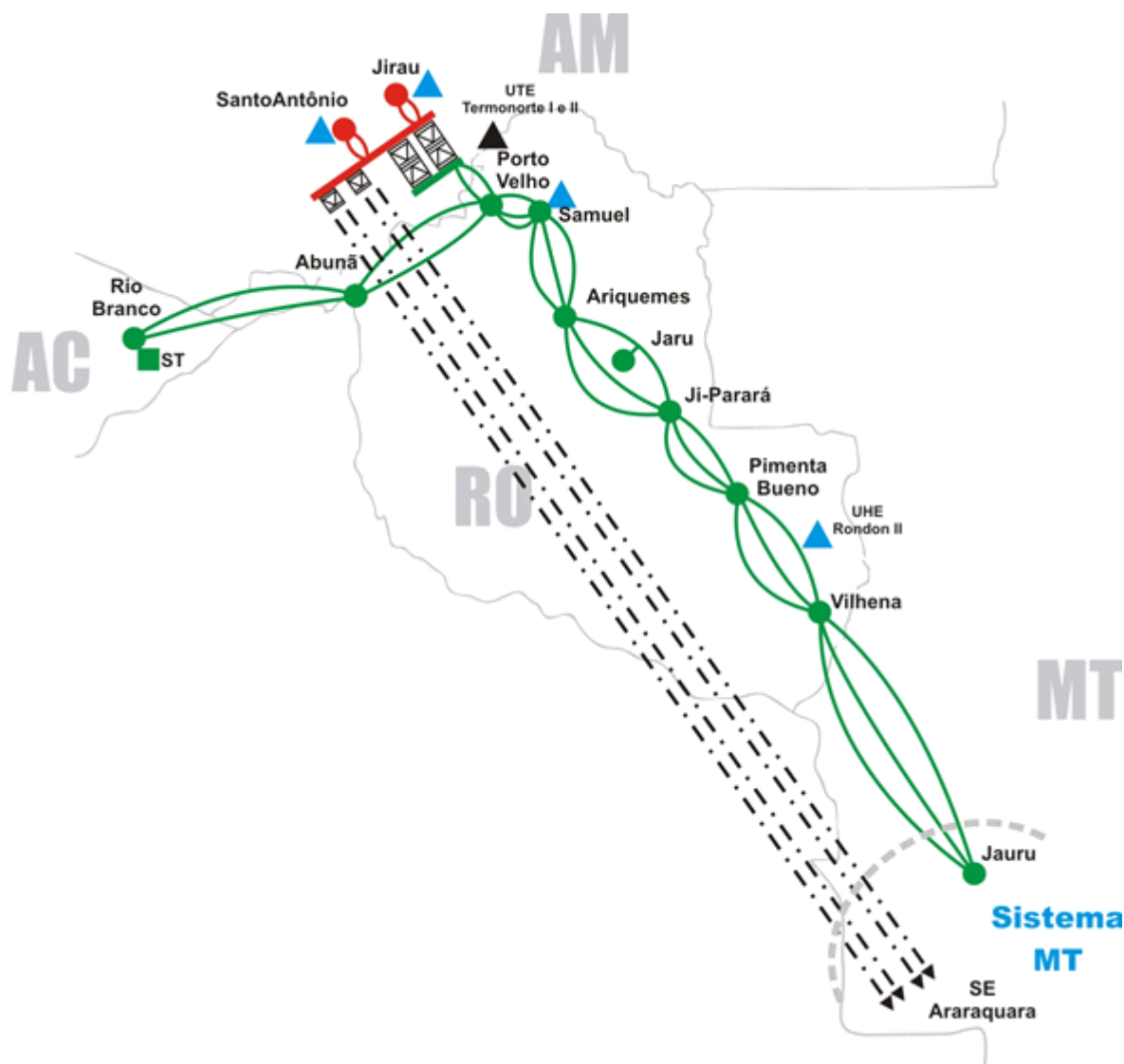


Figura 7 – Diagrama unifilar atual da área Acre/Rondônia

A expansão prevista pela EPE, no plano decenal (PDE, 2015) para área, prevê novas linhas de transmissão para conectar cargas do estado do Acre que são isoladas e que passarão a ser supridas pela Rede Básica, com previsão de integração das localidades de Cruzeiro do Sul, Tauracá e Feijó no estado do Acre ao SIN, através das linhas de transmissão (LT) de 230 kV, LT Rio Branco / Feijó 230 kV – C1 – 360 km e a LT Feijó / Cruzeiro do Sul 230 kV – C1 – 300 km. Além do reforço nos circuitos entre a UHE Samuel e a SE Ji-Paraná, com previsão de expansão da LT 230 kV Samuel / Ariquemes – C4 – 150 km e a LT 230 kV Ariquemes / Ji-Paraná – C4 de 165 km.

Em resumo segue as linhas de transmissão do área Acre/Rondônia que serão objetos de estudos, (Tab. 1).

Tabela 1 – Características das Linhas de transmissão

Linha de Transmissão (kV)	Extensão (km)	Estado (UF)
LT 230 kV Rio Branco/Abunã C-1	305	AC
LT 230 kV Rio Branco/Abunã C-2	305	AC
LT 230 kV Abunã/Porto Velho C-1	190	RO
LT 230 kV Abunã/Porto Velho C-2	191	RO
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho C-1	12	RO
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho C-2	12	RO
LT 230 kV Samuel/Porto Velho C-1	41.0	RO
LT 230 kV Samuel/Porto Velho C-2	41.0	RO
LT 230 kV Samuel/Porto Velho C-3	41	RO
LT 230 kV Samuel/Ariquemes C-1	150.0	RO
LT 230 kV Samuel/Ariquemes C-2	150	RO
LT 230 kV Samuel/Ariquemes C-3	150	RO
LT 230 kV Jaru/Ariquemes C-1	40.0	RO
LT 230 kV Ji-Paraná/Ariquemes C-1	165	RO
LT 230 kV Ji-Paraná/Ariquemes C-2	164	RO
LT 230 kV Jaru/Ji-Paraná C-1	40.0	RO
LT 230 kV Ji-Paraná/Pimenta Bueno C-1	118	RO
LT 230 kV Ji-Paraná/Pimenta Bueno C-2	118	RO
LT 230 kV Ji-Paraná/Pimenta Bueno C-3	118	RO
LT 230 kV Vilhena/Pimenta Bueno C-1	160	RO
LT 230 kV Vilhena/Pimenta Bueno C-2	160	RO
LT 230 kV Vilhena/Pimenta Bueno C-3	160	RO
LT 230 kV Vilhena/Jauru C-1	354	RO
LT 230 kV Vilhena/Jauru C-2	354	RO
LT 230 kV Vilhena/Jauru C-3	354	RO

3.3 Demanda local

A crescente demanda da área pode ser observada no planejamento de expansão para os sistemas elétricos interligado dos estados do Acre e Rondônia emitido pela EPE, (PDE, 2015), o qual prever um aumento na carga local, considerando os três patamares de carga (Leve, Média e Pesada) um acréscimo de 5,3 % no período decenal, conforme retratado na Fig.(8).

Ressalta-se que as demandas máximas previstas ocorrem concomitantemente com os períodos de menores vazões levando em consideração uma máxima capacidade de importação através do sistema de Interligação do Acre/Rondônia. Além disso, a usina hidroelétrica de Samuel possui um pequeno reservatório, estando sujeita à acentuada sazonalidade da região, alternando períodos de altas e baixas disponibilidades de energia.

Nas análises apresentadas, pelo ONS, conforme cadastro de dados Operacionais do Sistema Acre/Rondônia, (ONS, 2018a), os patamares de carga pesada, média, leve e mínima abrangem os seguintes montantes de carga, (Tab. 2).

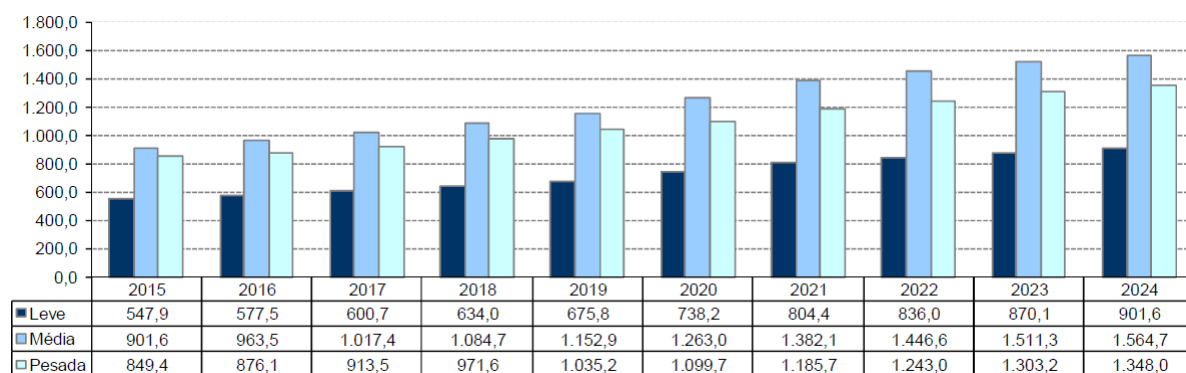


Figura 8 – Evolução da carga dos Estados do Acre e Rondônia

Tabela 2 – Montantes de Carga por Patamar de Carga

Patamar de Carga	Montantes de carga (MW)
Pesada/Média	Acima de 600
Leve/Mínima	Abaixo de 600

3.4 Geração local

A tabela (3) expõe o montante de geração que pode escoar na região, algo aproximadamente ao equivalente a 1.891 MW (800 MW pelo back-to-back, 417 MW da UHE Santo Antônio, 72 MW da UHE Rondon II e 210 MW da UHE Samuel). Essas premissas contemplaram a UTE Termonorte com 320 MW, que não possui no momento um contrato de geração de energia.

Tabela 3 – Principais características das Linhas de transmissões locais

Usinas AC/RO	Capacidade Instalada (MW)	Estado (UF)
UHE Samuel	210	AC
UHE Santo Antônio	417	AC
UHE Rondon II	72	RO
UTE Termonorte II	320	RO
Back-to-Back	800	RO
Total	1891	

3.5 Limites Operativos para Área

A expansão da interligação Acre/Rondônia possuía como principal objetivo o atendimento aos Estados do Acre e Rondônia, antes da entrada em operação das estações conversoras back-to-back, que permite o escoamento de parte da geração disponível no Complexo do Madeira, para atendimento local destes Estados, possibilitando reduzir a geração térmica nesta área. Para o cenário atual, a expansão dessa interligação permitirá

o atendimento desta área com maior segurança em condições energéticas desfavoráveis, bem como o escoamento do excedente de geração disponível na área Acre/Rondônia (UTE Termonorte II, UHE Samuel, PCH e a potência injetada pelos conversores) para o Sistema Interligado Nacional – SIN. A entrada em operação destas novas linhas de transmissão representa ganhos do ponto de vista de confiabilidade, segurança e para a capacidade de intercâmbio entre o sistema Acre/Rondônia e o SIN.

Os valores limites de potência ativa para as inequações da área Acre e Rondônia, que são apresentados a seguir, Tab. (4), foram determinados com base nos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede, Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos, (ONS, 2018d), considerando os seguintes parâmetros de avaliação: frequência, estabilidade, controle de tensão e carregamentos de linhas de transmissão e equipamentos, tanto em condição normal de operação como em contingências.

Tabela 4 – Parametrizações e Limites Normais de Operação

Grandeza	Definição	Equipamentos de Parametrização (LT)	Limites (MW)
RACRO	Representa o recebimento da área Acre e Rondônia a partir do Mato Gross	230 kV Jauru - Vilhena C1, C2 e C3	290
FACRO	Representa o fornecimento da área Acre e Rondônia para o Mato Grosso	230 kV Jauru - Vilhena C1, C2 e C3	300
FSMAR	Somatório de fluxo de potência ativa entre as SEs Samuel e Ariquemes	230 kV Samuel - Ariquemes C1, C2 e C3	400

Cabe ressaltar que para o cálculo de todos os limites da área Acre e Rondônia foram consideradas no mínimo 02 unidades geradoras na UHE Samuel e um somatório (UHE Samuel + UHE Rondon II + UHE Santo Antônio 230 kV) maior ou igual a 5 unidades geradoras para condições de rede completa e com linhas de transmissão abertas para controle de tensão (ONS, 2018b).

Parte III

Metodologia

4 Ferramentas Computacionais

Neste capítulo, são apresentados de forma sucinta os recursos computacionais utilizados para efetuar as simulações, realizadas no Programa de Análise de Redes – ANAREDE e no programa ORGANON, com o caso base disponibilizado pelo ONS. Em seguida são abordadas as diretrizes e critérios para os estudos, que tem como base os Procedimentos de Rede do ONS. A área de interesse de estudo desse trabalho é definida, e por fim são detalhados os procedimentos que serão executados nos estudos de Fluxo de Carga, Fluxo de potência continuado e Análise de Contingências.

Este trabalho utiliza basicamente dois programas computacionais para simulações dos casos, ANAREDE e ORGANON, sendo o primeiro para o Fluxo de Potência e Análise de Contingências das simulações e o segundo para criar as regiões de segurança e fluxo de potência continuado. Entretanto o ORGANON realizar todas as mesmas operações do ANAREDE, adicionando caso necessário um análise dinâmica do sistema.

O ANAREDE foi desenvolvido e mantido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL e consiste em técnicas e métodos para análise de rede elétricas integrando os seguintes programas:

- Fluxo de Potência.
- Equivalente de Redes.
- Análise de Contingências.
- Análise de Sensibilidade de Tensão.
- Análise de Sensibilidade de Fluxo.
- Fluxo de Potência Continuado.
- Definição das Redes Complementar e Simulação.
- Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência.
- Avaliação de Região de Segurança Estática e Dinâmica.

O ANAREDE é o programa computacional mais utilizado na área de Sistemas Elétricos de Potência do Brasil. Grandes empresas do setor utilizam o programa, empresas concessionárias que operam redes de transmissão ou subtransmissão, universidades, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, Empresa de Pesquisa Energética - EPE,

Ministério de Minas e Energia - MME, Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e outras ([CEPEL, 2015](#)).

O ORGANON é um software para análise de sistemas de energia e avaliação de segurança, ou seja, um sistema para análise estática, dinâmica e avaliação de segurança de sistemas elétricos de potência. Pode ser usado como ferramenta autônoma e integrado a um Sistema de Gerenciamento de Energia - EMS. Portanto, é adequado para estudos de planejamento e avaliação em tempo real ([JARDIM, 2006](#)). O software é de propriedade da HPPA Consultoria e Desenvolvimento em Engenharia LTDA . As principais funcionalidades são as seguintes ([ELÉTRICO, 2016](#)):

- Fluxo de Potência;
- Fluxo de Potência pelo Método Dinâmica Sintética;
- Análise de Contingências em Regime Permanente;
- Análise de Sensibilidade em Regime Permanente;
- Fluxo de Potência Continuado;
- Simulação Dinâmica (Transitórios Eletromecânicos) de Curto, Médio e Longo Prazo;
- Análise de Contingências Dinâmicas;
- Avaliação Modal de Simulações no Tempo;
- Determinação de Regiões de Segurança Estática;
- Determinação de Regiões de Segurança Dinâmica.

Várias formas de resultados de saída estão disponíveis dependendo das funcionalidades implementadas. ORGANON gera relatórios contendo canais de saída padrão e definidos pelo usuário, tabelas e plotagem. O uso do sistema tem que ser fácil e intuitivo, particularmente para o ambiente em tempo real, onde informações diretas sobre o estado de segurança devem estar prontamente disponíveis. ORGANON tem sua própria interface gráfica do usuário, que é o padrão para um aplicativo independente, mas também pode ser executado em modo de segundo plano no EMS, se necessário ([JARDIM, 2006](#)).

Os arquivos de dados do sistema elétrico estudado, chamados de Caso de Referência ou Caso Base, são os disponibilizados periodicamente no site do ONS para o mês vigente e para o quadrimestre subsequente (chamados de mensal e quadrimestral), no padrão do programa ANAREDE, e servem de base para os estudos elétricos de fluxo de potência realizados no âmbito do Planejamento da Operação Elétrica do SIN ([CASOBASE, 2018](#)).

Para as simulações, são utilizados os critérios definidos nos Procedimentos de Rede do ONS, com destaque para o Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos, que têm como objetivo atribuir responsabilidades e estabelecer diretrizes e critérios a serem adotados para a realização de estudos elétricos de fluxo de potência entre outros referentes à rede de simulação (CASOBASE, 2018).

A delimitação da área de interesse do SIN, objeto das simulações, foi efetuada levando em conta os limites adotados da área e a possibilidade de maior escoamento de geração do Complexo de Geração do Rio Madeira e das usinas do Acre e Rondônia.

4.1 O Programa de Análise de Redes - ANAREDE

4.1.1 Visão Geral

O programa ANAREDE tem implementado técnicas, algoritmos e métodos eficientes, adequados a realização de estudos nas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência (ANAREDE, 2011).

Para a execução dos programas de Fluxo de Carga e Análise de Contingências, utilizados neste trabalho são necessários como entrada o arquivo com os dados da rede elétrica em formato “cartão” do ANAREDE (PWF). Os dados do Sistema Interligado Nacional são disponibilizados pelo ONS no formato do programa, e podem ser obtidos a partir do caso base do ONS, (CASOBASE, 2018).

4.1.2 Programa de Fluxo de Potência

O programa de Fluxo de Potência tem como objetivo o cálculo do estado operativo da rede elétrica para definidas condições de carga, geração, topologia e determinadas restrições operacionais.

Dois métodos estão disponíveis para a solução das equações da rede elétrica CA:

- Método Desacoplado Rápido, onde as partes ativa e reativa são determinadas separadamente.
- Método de Newton, com representação das tensões complexas na forma polar.

4.1.3 Programa de Análise de Contingências

A partir de um caso de Fluxo de Potência convergido, o programa Análise de Contingências processa sequencialmente um conjunto de casos de contingências com a finalidade de detectar dificuldades operativas severas. Para cada caso de contingência é executada uma solução de fluxo de potência e efetuada a monitoração do estado operativo

simulado da rede elétrica. A monitoração da rede é traduzida em termos de índices de severidade que, ao final do processamento, são ordenados decrescentemente para indicar os casos mais severos (ANAREDE, 2011).

A lista de contingências a ser processada pode ser gerada de duas formas:

- Utilizando a Análise de Contingências automática, através do código de execução EXCA do ANAREDE (execução automática de contingências de circuitos), são avaliadas todas as contingências possíveis que satisfaçam os critérios definidos pelo usuário, como área, nível de tensão, e outros.
- Utilizando a Análise de Contingências programadas, através do código de execução EXCT (cálculo da solução do problema de fluxo de potência para os casos de contingência) do ANAREDE, são avaliadas todas as contingências definidas pelo usuário e especificamente detalhadas no arquivo DCTG (dados de contingência programada).

Para as duas formas, a lista de contingências a ser processada consiste de casos de qualquer combinação simples ou múltipla de perdas de equipamentos, ou ainda de geração ou carga. As grandezas a serem monitoradas nos casos simulados de contingência são os níveis de tensão em barramentos, potências reativas de barras de geração e fluxos de potência nos circuitos. Esta monitoração pode ser efetuada em todas as barras do sistema ou somente nos elementos selecionados (ANAREDE, 2011).

4.1.3.1 Índice de Severidade

o Índice de Severidade (IS), o qual corresponde ao desvio quadrático médio em relação aos limites estabelecidos para a grandeza que está sendo monitorada. Este índice é calculado para cada caso de contingência analisado e é utilizado para a ordenação dos casos mais severos (ANAREDE, 2011). Neste trabalho, serão utilizados apenas os Índices de Severidade de monitoração de tensão, conforme Eq. (4.1), e de monitoração de fluxo, conforme Eq. (4.2), que são calculados da seguinte forma:

- **Monitoração de Tensão:** Onde o índice de severidade é obtido pelo seguinte somatório.

$$IS = \sum_{i=1}^n (VIOL)^2 * 10^4 \quad (4.1)$$

Onde:

n = Número de violações.

IS = Índice de severidade.

VIOL = Violação da tensão.

- **Monitoração de Fluxo:** Onde o índice de severidade é obtido pelo seguinte somatório.

$$IS = \frac{\sum_{i=1}^n (MVA)^2}{\sum_{i=1}^n (CAP)^2} \quad (4.2)$$

Onde:

n = Número de violações.

IS = Índice de severidade.

VIOL = Violação da tensão.

MVA = Fluxo de potência aparente do circuito, é utilizado o maior valor entre $k - m$ ou $m - k$.

CAP = Capacidade do circuito em MVA, pode-se utilizar a capacidade de emergência.

4.2 ORGANON

O alto desempenho computacional é obtido no ORGANON através de algoritmos mais eficientes e do uso de processamento distribuído. As tarefas nos processos de avaliação da segurança são simultâneas. Assim, elas não precisam, necessariamente, ser executadas sequencialmente. A análise de contingências, por exemplo, é uma função típica para processamento distribuído, pois as várias contingências a serem avaliadas podem ser distribuídas entre vários processadores, os quais as processam em paralelo. Os resultados de todas as simulações são finalmente combinados para produzir uma avaliação global.

O ORGANON, de posse de todos os resultados constrói 4 nomogramas diferentes. Os três primeiros são as combinações entre os três grupos de geração em cada eixo. E por último, mas não menos importante, possibilita que o usuário crie variáveis para serem inspecionadas. conforme mostrado na Fig.(9).

4.2.1 Arquivos de Entrada e Saída para a análise Estática

Existe uma extensão de arquivo específica para cada tipo de arquivo de dados utilizado no ORGANON. A Tabela (5) seguinte apresenta os diagramas referentes à utilização de arquivos específicos exigidos para diferentes funcionalidades do ORGANON. Cabe ressaltar que Dados de Rede referem-se a arquivos com extensão: *.SAV - *.NTW - *.RAW ou ainda *.PWF. (JARDIM, 2006).

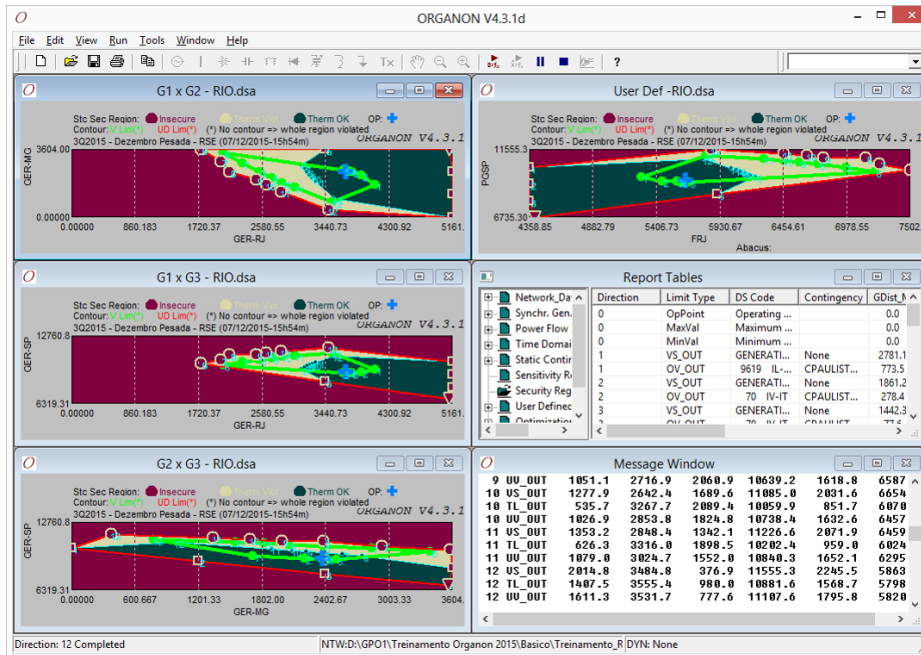


Figura 9 – Tela principal do ORGANON mostrando os quatro nomogramas e os resultados.

4.2.1.1 Fluxo de Potência Convencional

Para realizar o Fluxo de Potência, o ORGANON exige a entrada de dois arquivos: um contendo os dados de rede, essencial para o funcionamento do FP e um arquivo de definições e filtros, opcional (*.DEF). Ainda é importante ressaltar a dependência do arquivo *.DEF em relação ao arquivo de dados da rede. A saída do fluxo de potência pode ser um arquivo de extensão *.REP referente a um relatório de simulação e ainda um arquivo *.CSV para o tratamento de dados no EXCEL.

4.2.1.2 Fluxo de Potência Continuado

Para realizar o fluxo de potência continuado, necessita-se fornecer ao programa, os seguintes arquivos: os arquivos de dados de rede (ex: *.NTW), o arquivo *.CPF, como ilustrado na Figura abaixo e o *.DEF, opcional. Os arquivos resultantes incluem o relatório de simulações (*.REP) e o arquivo para importação no EXCEL (*.CSV).

4.2.1.3 Avaliação de Segurança Estática

Para realizar a avaliação de segurança necessita-se dos dados de rede, do *.CTG – que se refere aos dados de contingências – e do arquivo *.DEF (opcional). Como arquivos resultantes tem-se os relatórios de simulação (*.REP) e o arquivo de saída referente ao EXCEL. Os arquivos *.CTG e *.DEF são dependentes do arquivo de dados de rede.

Tabela 5 – Arquivos de Entrada e Saída do ORGANON

Extensão	Arquivo	Tipo
*.SAV	Binário	Formato Organon. Rede, definições e contingência estática
.NTW	ASCII	Formato Organon. Dados de rede
.PWF	ASCII	Formato ANAREDE. Dados de rede
.SGE	ASCII	Dado SAGE. Similar ao PWF
.STM	ASCII	Dado SAGE. Similar ao NTW
.RAW	ASCII	Formato PSS/E. Dados de rede.
.DRW	ASCII	Dados de digrama unifilar do ORGANON
.CTG	ASCII	Dados de análise de contingência estática
.CPF	ASCII	Dados de Fluxo de Potência Continuado
.DEF	ASCII	Dados de definição de grupos
.DYN	ASCII	Dados de modelos dinâmicos
.EVT	ASCII	Dados de simulação de contingência no domínio do tempo
.PLV	ASCII	Definição de variáveis e gráficos para simulações domi. tempo
.SEN	ASCII	Dados de Análise de Sensibilidade
.SPT	ASCII	Dados e comandos SCRIPT
.WFS	ASCII	Arquivo de trabalho do ORGANON.
.DSA	ASCII	Dados de entrada FTP para avaliação de segurança
.REP	ASCII	Relatório de simulação
.PLT	ASCII	Gráfico de grandezas e variáveis
.CSV	ASCII	Coma Separated Values (para o import do EXCEL)

4.2.1.4 Análise de Sensibilidade

Para realizar a análise de sensibilidade, os seguintes arquivos devem ser fornecidos: dados da rede, o arquivo de extensão *.SEN e o arquivo de extensão *.DEF (opcional). O arquivo *.SEN e *.DEF dependem diretamente do arquivo de dados da rede.

4.2.1.5 Análise de Contingência

Para realizar a análise de contingência estática, os seguintes arquivos devem ser carregados no ORGANON: os dados da rede, o arquivo *.CTG e o arquivo com extensão *.DEF (opcional). A dependência dos arquivos *.CTG e *.DEF são em relação ao arquivo de dados da rede.

4.2.2 Região de Segurança Estática no ORGANON

O ORGANON utiliza o Fluxo de Potência Continuado para obter cada novo ponto de operação, a partir do ponto de operação inicial. A lista de contingências é simulada para cada novo ponto através do fluxo de potência convencional, na busca de um ponto de limite de segurança. Quando é encontrado um ponto de operação em que não há convergência do fluxo de potência, durante a solução da lista de contingências, ele retorna ao último ponto de operação em que a solução convergiu, e inicia o processo de busca

binária para encontrar o ponto limite da região de segurança. A busca binária é finalizada quando a distância entre os dois pontos de operação, em que a contingência converge e não converge, é menor que uma distância definida. O limite da região é dado pelo último ponto de operação em que a solução da contingência convergiu. A busca do ponto de limite de segurança também é encerrada quando um dos grupos atinge seu limite de geração, ou quando ele encontra o ponto de operação de máximo carregamento. O processo de cálculo é concluído quando são calculados os pontos de limite de segurança para todas as direções de deslocamento, a partir do ponto de operação inicial, conforme exemplo da Fig.(10), mostra o nomograma do grupo (P_{G1}) de geração do estado Mato Grosso versus o grupo (P_{G2}) de geração das usinas da região Sudeste/Centro-Oeste.

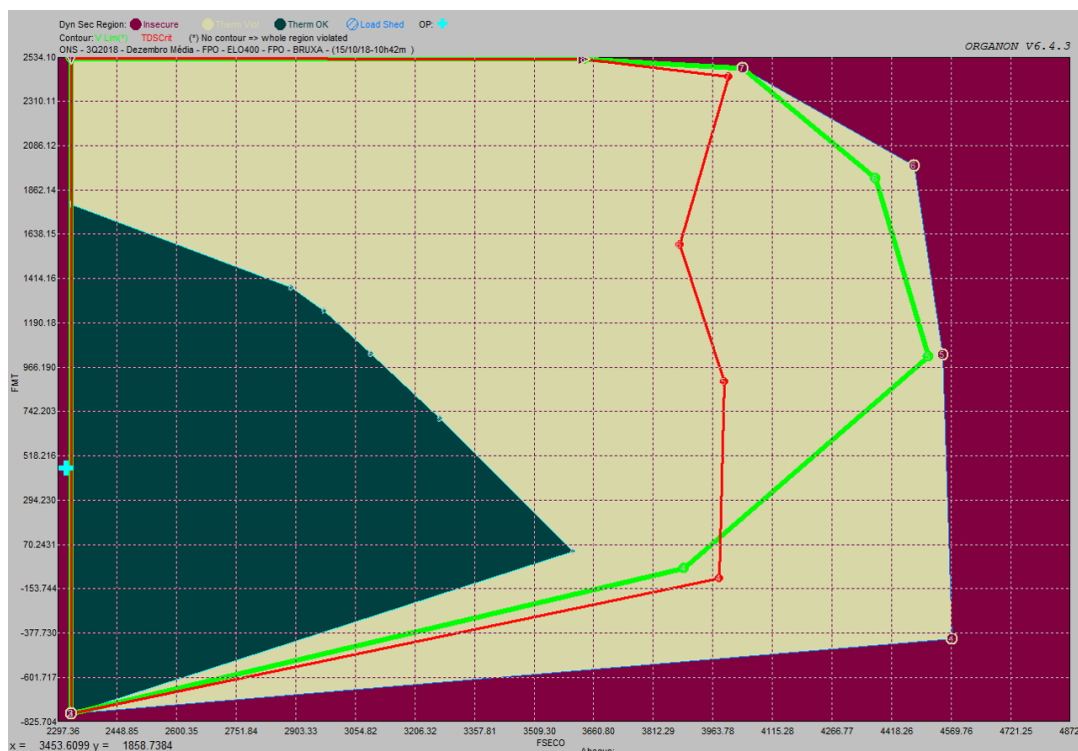


Figura 10 – Monograma do ORGANON

As características básicas da região de segurança estática do ORGANON são apresentadas a seguir:

- **Área Magenta:** nesta região, o sistema opera de maneira insegura, a solução do fluxo de potência não converge para pelo menos uma das contingências;
- **Área Verde Escura:** nesta região, o sistema opera com segurança, sem violação de limite térmico em todos os circuitos monitorados;
- **Área Amarela:** nesta região, o sistema opera segurança, mas com violação de limite térmico em pelo menos um dos circuitos monitorados;

- **Contorno Verde Claro:** dentro desse contorno, o sistema opera com segurança e não há a violação dos limites de tensão em nenhuma das barras monitoradas. Fora dele, o sistema opera com segurança, porém com violação de tensão em pelo menos uma barra monitorada;
- **Contorno Vermelho:** este contorno, representa os pontos de limite de segurança de operação do sistema.

Quando não ocorre a violação de nenhum limite do tipo térmico ou de tensão em uma direção, o contorno associado a esse limite é traçado exatamente sobre o contorno do limite de segurança naquela direção. Quando o contorno associado a um limite, do tipo térmico ou de tensão, não aparece no gráfico da região de segurança, é porque esse limite está sendo violado em todos os pontos de operação.

O relatório da análise de segurança estática Static Security é gerado na pasta Static Contingency. Os tipos de limite existentes são:

VS Limit - Limite de segurança estática:

- **VS OUT:** Significa que ultrapassando este ponto, de dentro da região para fora, estaremos operando em uma região insegura, com algum limite de segurança estático violado.
- **VS IN:** Significa que ultrapassando este ponto, de fora para dentro, estaremos operando em uma região segura, sem nenhum limite de segurança estático violado.

Os limites de segurança estáticos podem ser:

- **Convergence Limit:** Ponto limite no qual o fluxo de potência converge.
- **Generation Limit:** Um dos grupos de geração chega ao seu limite, inferior ou superior.
- **Nose Limit:** Limite de capacidade máxima de transporte.

TL – Limite Térmico:

O carregamento pós-contingência, de uma linha de transmissão ou um transformador, extrapola os limites cadastrados para o equipamento.

- **TL OUT:** Significa que ultrapassando este ponto, de dentro da região para fora, estaremos operando em uma região em que alguma linha de transmissão ou um transformador estará operando com seu limite de carregamento superado.

- **TL IN:** Significa que ultrapassando este ponto, de fora para dentro da região, estaremos operando em uma região na qual nenhuma linha de transmissão, ou transformador, terá seu limite de carregamento superado.

VL – Limite de Tensão:

Tensão pós-contingência fora da faixa operativa em alguma barra do sistema em análise. Quando este limite é atingido, a coluna VS Code mostra a barra na qual o número da barra (compatível com a numeração dos casos de planejamento) que violou o limite.

- **VL OUT:** Significa que ultrapassando este ponto, de dentro da região para fora, estaremos operando em uma região com algum barramento com tensão violada.
- **VL IN:** Significa que ultrapassando este ponto, de fora para dentro da região, estaremos operando em uma região na qual nenhuma barra do sistema em análise opera com tensão violada.

Os pontos de limite de tensão e limite térmico são calculados através da interpolação de dois pontos de operação consecutivos, em que num ponto de operação a contingência não causa violação dos limites e no outro a contingência provoca violações dos limites do sistema.

UD – Limite de variável definida pelo usuário

Limite atingido quando o limite cadastrado das variáveis definidas pelo usuário, a serem analisadas pelo ORGANON, é superado.

No ORGANON é possível criar variáveis diversas, por exemplo, somatórios de fluxos, e tabelar diversas variáveis criadas de forma em tabelas que o usuário também pode criar e visualizá-las no Report Table, após um estudo de fluxo de potência ou no domínio do tempo.

Entretanto, o 4º nomograma das regiões de segurança, é criado tendo como os eixos, as duas primeiras variáveis da primeira tabela definida pelo usuário.

A aparência geral do arquivo texto extensão DEF pode ser vista na figura abaixo. Os grupos de geração definidos primeiro. Em seguida são definidas as áreas de filtragem para monitorar os limites. Logo após são criadas as variáveis definidas pelo usuário (UDV). Por fim são especificadas as tabelas e quais variáveis constarão nos relatórios na janela Report Table.

- **UD OUT:** Significa que ultrapassando este ponto, de dentro da região para fora, estaremos operando em uma região em que alguma das variáveis cadastradas pelo usuário opera com o limite cadastrado superado.
- **UD IN:** Significa que ultrapassando este ponto, de fora para dentro da região, estaremos operando em uma região na qual nenhuma variável definida pelo u-suário tem seu limite cadastrado superado.

5 Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Rede são um conjunto de documentos elaborados pelo ONS, com a participação dos agentes e aprovados pela ANEEL.(ONS, 2018c). A partir deste conjunto de documentos, são definidas e estabelecidas sistemáticas e requisitos necessários à execução das atribuições relacionadas ao SIN. Dentre estas atribuições, destaca-se o planejamento e programação da operação e a proposição de ampliações e reforços para a rede básica, que faz parte do objetivo deste trabalho. Esses procedimentos estabelecem as responsabilidades do ONS e agentes em todo o processo, e tem como principais clientes a ANEEL, a CCEE e os agentes do setor elétrico (ONS, 2018c). Os Procedimentos de Rede são compostos de 25 módulos, estes são subdivididos em diversos submódulos que facilitam a organização dentro de um tema específico.

5.1 Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos

Este submódulo tem o objetivo de atribuir responsabilidades e estabelecer diretrizes e critérios que devem ser adotados para a realização dos seguintes tipos de estudos elétricos na rede de simulação definida pelo ONS: (a) fluxo de potência; (b) fluxo de potência ótimo; (c) curto-circuito; (d) estabilidade eletromecânica; (e) transitórios eletromagnéticos; (f) segurança de tensão; (g) recomposição do sistema; (h) qualidade de energia elétrica; (i) confiabilidade; e (j) reserva de potência operativa e controle de carga-frequência (ONS, 2018d).

Neste trabalho o alvo é apenas os estudos de fluxo de potência e análise de contingência estática. Para tal, foi adotado parte das diretrizes e critérios para estudos elétricos de fluxo de potência contidos neste submódulo, detalhados a seguir.

5.2 Módulo 23 – Critérios para Estudos

Sendo o objetivo deste trabalho a realização de estudos de planejamento, serão adotados os critérios para estudos definidos pelo ONS, contidos neste módulo. O módulo 23 – Critérios para Estudos – tem o objetivo de estabelecer diretrizes e critérios para os estudos realizados pelo ONS no cumprimento de suas responsabilidades legais. Este módulo está dividido em 5 submódulos, listados a seguir.

- Submódulo 23.1 Critérios para estudos: visão geral.
- Submódulo 23.3 Diretrizes e critérios para estudos elétricos.

- Submódulo 23.4 Diretrizes e critérios para estudos energéticos.
- Submódulo 23.5 Critérios para estudos hidrológicos.
- Submódulo 23.6 Critérios para identificação das instalações e componentes estratégicos do Sistema Interligado Nacional.

Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De forma geral, avaliam se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem aos critérios estabelecidos do submódulo 23.

O submódulo 23.3, Diretrizes e critérios para estudos elétricos, é o item de interesse nos Procedimentos de Rede para a definição da metodologia deste trabalho, o mesmo será detalhado a seguir.

Para as instalações estratégicas, identificadas com base nos critérios do Submódulo 23.6, serão considerados tratamentos específicos descritos nos respectivos submódulos dos Procedimentos de Rede.

5.3 Diretrizes para estudos em sistemas de corrente alternada

O sistema será analisado para as condições de carga e de geração pertinentes ao objetivo da avaliação, estas são: carga pesada e carga leve. As cargas estarão representadas com 100 % de potência constante para a parte ativa e reativa em regime permanente. Além da condição operativa normal, serão efetuadas análise de contingências de linhas e transformadores, com o objetivo de se definirem ações para que o sistema opere sem perda de carga e sem violações inadmissíveis dos limites de tensão e de carregamento.

Sendo este um estudo de ampliações e reforços, na análise de contingências o desempenho elétrico será verificado nas seguintes situações:

- Imediatamente após o desligamento de elementos do sistema, quando se considera a atuação da regulação de tensão em barras controladas por unidades geradoras, compensadores síncronos e estáticos, e após a atuação dos tapes de transformadores com comutação sob carga que operem no modo automático;
- Após a atuação dos controles automáticos, onde deve ser considerada a viabilidade de adoção de medidas operativas que dependem da ação humana, tais como: chaveamento de capacitores e/ou reatores; alteração da tensão de referência de unidades geradoras e compensadores síncronos;

Serão simuladas contingências simples, ou seja, a perda de um único elemento do sistema elétrico, seja linha de transmissão, transformador, banco de transformador, unidade geradora ou equipamento de controle de tensão, tal como reator, capacitor, compensador síncrono ou compensador estático.

Na análise de contingências também devem ser consideradas perdas duplas de 2 circuitos de transmissão da rede de operação que compartilhem estruturas ou a mesma faixa de passagem, ou que atravessem regiões onde há ocorrência de fenômenos naturais e/ou queimadas que possam atingi-las, ou perda simultânea de dois polos de um mesmo Bipolo de corrente contínua. No caso de ocorrência de contingências duplas, é aceitável o corte controlado de carga, automático ou não, para evitar risco de instabilidade de potência, frequência ou tensão em uma região, estado ou capital, com conseqüente corte descontrolado de carga.

5.4 Critérios para estudos em sistemas de corrente alternada

O desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos neste submódulo e a conseqüente necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério N-1). Estes critérios são:

Níveis de tensão:

Os limites de tensão identificados como condição operativa normal em todas as barras, e os limites de tensão identificados como condição operativa de emergência também serão monitorados em todas as barras. A Tab. (6) traz os dados de tensões admissíveis entre fases.

Tabela 6 – Tensões entre fases admissíveis a 60Hz

Tensão Nominal (kV)	Condição operativa normal		Condição operativa de emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
<230	-	0,95 – 1,05	-	0,90 – 1,05
230	218 - 242	0,95 – 1,05	207 - 242	0,90 – 1,05
500	500 - 550	1,00 – 1,10	475 - 550	0,95 – 1,10

Limites para controle de potência reativa:

Serão considerados os limites de geração e absorção de potência reativa e de tensão terminal definidos pelas curvas de capacidade das unidades geradoras e dos compensadores síncronos. Também serão considerados os limites dos compensadores estáticos, definidos por suas curvas características.

Limites de carregamento de capacitores série:

Os limites de carregamento nos capacitores série fixos ou variáveis são os fornecidos pelos agentes proprietários dos equipamentos.

Limites de carregamento de linhas de transmissão:

Os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes são os estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).

Limites de carregamento de transformadores e autotransformadores

Os limites de carregamento de transformadores e autotransformadores existentes são os estabelecidos nos CPST.

Os limites de capacitores série, linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores, além de constarem no caso base fornecido no site do ONS, também estão disponíveis no Módulo 10 dos Procedimentos de Rede – Manual de Procedimentos da Operação – contidos no Submódulo 10.18 – Cadastro de Informações Operacionais.

6 Estudo e Definição da Área de Interesse

6.1 Introdução

As simulações foram efetuadas com os casos de referência que contém a rede de simulação completa disponibilizada pelo ONS, (ONS, 2018d), ou seja, todos os efeitos do sistema real foram considerados.

Para a análise dos resultados e realização das contingências foram considerados como área de interesse: os 11 barramentos com tensão igual ou superior a 230 kV pertencentes aos estados do Acre e Rondônia.

A partir do critério estabelecido, a área de interesse abrange 27 linhas de transmissão, que pertencem às áreas 47 (Eletronorte) e 48 (Demais agentes), conforme nomenclatura estabelecida no caso base disponibilizado pelo ONS. A lista com a numeração do barramento, conforme cartão de dados do programa ANAREDE e o nome das instalações pertencentes à área de interesse está contida na Tab. (7), assim como o diagrama unifilar da área emitido pelo programa, conforme ilustrado na Fig.(11).

Tabela 7 – Numeração de barramento das instalações da área Acre e Rondônia

Numeração de Barra	Instalação (230 kV)	Estado (UF)
6950	SE Rio Branco	Acre
6862	SE Abunã	Rondônia
6900	SE Porto Velho	Rondônia
6890	SE Samuel	Rondônia
6880	SE Ariquemes	Rondônia
6840	SE Ji-Parana	Rondônia
6820	SE Pimenta Bueno	Rondônia
6800	SE Vilhena	Rondônia
6870	SE Jaru	Rondônia
7054	SE Coletora Porto Velho	Rondônia
6889	SE Santo Antônio	Rondônia

6.2 Cenários Analisado

Com objetivo de avaliar o desempenho da área Acre e Rondônia em situações de contingências foram analisados dois cenários principais com condições mais severas para a área. Visando o atendimento das condições dos critérios para estudos em sistemas de corrente alternada.

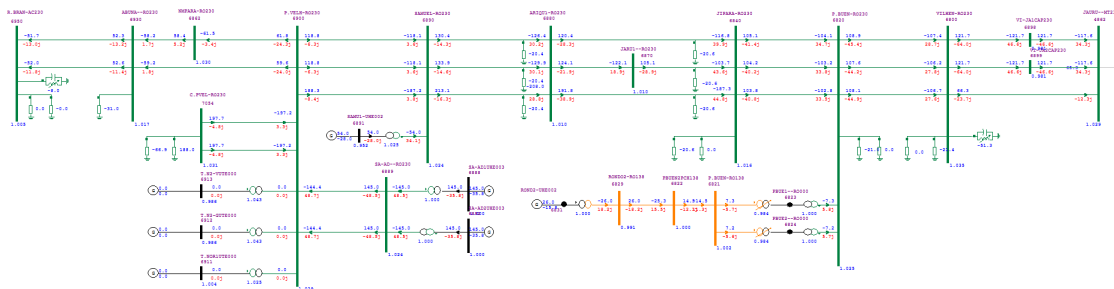


Figura 11 – Sistema elétrico 230 kV dos estados do Acre e Rondônia - Diagrama do software ANAREDE

- **Carga Leve:** Montante de carga, conforme Tab. (2), que representa o período de carga leve, o qual realiza a exploração da geração interna da área, de acordo a capacidade instalada, Tab. 3, incluindo os valores de exploração da transmissão da potência do Back-to-Back.
- **Carga Média/Pesada:** Montante de carga, conforme Tab. (2), que representa o período de carga pesada, o qual realiza a redução da geração interna da área, de acordo a capacidade instalada, Tab. (3), incluindo os valores de reduzidos da transmissão da potência do Back-to-Back.

6.3 Estudos

Neste trabalho visando realizar as análises de contingências de linha de transmissão da área Acre e Rondônia e mitigar os limites de fluxos de potência ativa na configuração em rede completa, serão abordados os estudos do fluxo de carga e a análise de contingências nos programas ANAREDE e ORGANON:

1. Simulação do Fluxo de Potência – Será avaliado o desempenho dos níveis de tensões e do carregamento de equipamentos da área de interesse conforme a modulação da potência ativa das usinas internas da área, mantendo-se a potência reativa desta usina próxima a zero.

O critério de parada será:

- A violação do limite superior de carregamento de potência ativa das linhas de transmissão dentro da área de interesse do estudo;
- A violação de um limite inferior e/ou superior de tensão após utilização dos recursos de controle de tensão disponíveis;
- A divergência do caso nos programas de simulações;
- Esgotamento ou exploração completa da geração interna.

Com tudo, pretende-se identificar o fator limitante para a elevação ou redução de potência ativa da geração interna, definindo este valor como o mínimo ou máximo valor de geração de potência ativa possível na configuração incompleta (n-1). A realização da simulação do fluxo de potência em regime normal, busca ainda ajustar o caso base à nova configuração, corrigindo eventuais desvios de tensão ou carregamentos, para ser utilizado no programa de análise de contingências.

2. Simulação da Análise de Contingências – Serão realizados estudos conforme estabelecido no item 5.4 dos critérios para estudos em sistemas de corrente alternada, nas linhas de transmissão da área de interesse definida na Tab. (1). O caso base será a rede completa e ajustada na etapa de estudo do fluxo de carga. Com o índice de severidade da contingência, calculado pelo ANAREDE, serão classificadas as contingências simples com piores índices com relação à violação das tensões das barras e violação dos fluxos dos equipamentos. Estas LTs, incluídos nas piores contingências, serão pontos de atenção, para os quais serão sugeridas ações para redução e ou eliminação da severidade de tais contingências.
3. Região de Segurança - Serão realizados estudos conforme estabelecido no item 5.4 dos critérios para estudos em sistemas de corrente alternada, com a formação da região de segurança, nos três períodos de carga (leve, média e pesada) no programa ORGANON, demonstrando graficamente os pontos extremos da operação segura da área Acre e Rondônia nas contingências simples (critérios n-1) linhas de transmissão. Formação do 4º nomograma com os limites dos fluxos operacionais da área, incluindo o fator limitante do nomograma, comparando com os atuais limites vigentes da área.

6.4 Definição Região de Segurança

A definição dos critérios foi baseado conforme descrito no item 4.2.2, deve-se definir 3 grupos de geração de interesse com efeito para a área. Para o sistema elétrico serão estabelecidos critérios para formar os grupos de geração, sendo elas:

- Monitorar intercâmbios de potência entre as áreas distintas, para resultar o máximo e mínimo de intercâmbios;
- Monitorar a condição de operação crítica dos equipamentos (linha de transmissão, transformadores e entre outros) de um determinada área, para resultar nos limites de geração interna.

Para atender os critérios de formação dos grupos, foi utilizado os dados operacionais da área Acre/Rondônia conforme descritos no Capítulo IV, para formar o primeiro grupo de geração, o segundo grupo será as usinas do estado do Mato Grosso, que fazem

fronteira da área Acre/Rondônia, o terceiro grupo será as usinas do estado de São Paulo, como um grande bloco de geração para realizar a modulação das gerações.

- **Grupo 1 - GER-ACRO:** Geração interna da área Acre/Rondônia. Conforme Tab. (3).
- **Grupo 2 - GER-MT :** Geração Mato Grosso 230 kV. UHE Manso, UHE Dardanelos, UHE Itiquira, UHE Ponte Pedra, UHE Juba I e II.
- **Grupo 3 - GER-SP:** Geração de São Paulo. UHE Jupia, UHE Primavera, UHE Três Irmãos, UHE Água Vermelha e UHE Capivara.

Para a formação da região de segurança, também é necessário criar uma lista de contingências, sendo neste trabalho a mesma lista para o programa ANAREDE, (Tab.1), essa lista possui mapeado todas as 27 linhas de transmissão de 230 kV da área Acre/Rondônia, a partir das contingências e exploração de geração será formado o limite de transmissão dos intercâmbios e definição dos limites fluxos e tensão para a área.

Parte IV

Resultados e Discussões

6.5 Introdução

A realização deste trabalho foi baseado no modelo de fluxo de potência do sistema elétrico brasileiro, disponibilizado pelo ONS. O caso base escolhido foi a última versão disponível no início deste trabalho, no caso a referência de Janeiro de 2019 (Apêndice A), os arquivos (formato cartão) do ANAREDE são: 1Q2019-JANEIRO-LEVE.PWF, 1Q2019-JANEIRO-MEDIA.PWF e 1Q2019-JANEIRO-PESADA.PWF, inserido no arquivo 1Q2019.SAV (arquivo histórico do ANAREDE), para a análise do trabalho foi utilizado os três períodos de carga (leve, média e pesada), conforme item 6.2, das definições de estudo da área.

O caso base utilizado contém a geração e carga prevista para o mês de janeiro da área Acre e Rondônia. Caracteristicamente, a área é frequentemente operada nas seguintes condições: Exportação de energia do Acre e Rondônia para o SIN, onde a condição mais severa é representada nos períodos de carga leve com a geração hidráulica da área e Back-to-Back com despacho em valores elevados; Recebimento de energia do Acre e Rondônia pelo SIN, onde a condição mais severa é representada nos períodos de carga pesada e média com geração hidráulica da área e Back-to-Back com despacho em valores reduzidos; Intercâmbios reduzidos de energia entre o Acre e Rondônia e o SIN nos períodos de carga leve/mínima com geração hidráulica da área e Back-to-Back com despacho em valores reduzidos a fim de avaliar o controle de tensão.

Para realização das simulações de contingências programadas das 27 linha de transmissão, foram gerados os relatórios de desempenho de violações de fluxos de potência e violações dos limites de níveis de tensão de barra. Para todas as condições foram considerados os limites Normais e em Emergência. Para tanto foram utilizados os programas ANAREDE e o ORGANON (este com formação da região de segurança), conforme definido no item 6.3, sobre o estudo de caso. O Diagrama Elétrico utilizado foi elaborado no ANAREDE, conforme Fig.(11).

A Tabela (8) a seguir, indica os valores de geração interna utilizado no caso base, para modulação da potência ativa das usinas e da potência ativa transmitida por Back-to-Back, visando realizar o ajuste do caso base (operação normal) para a futura simulação das análise de contingências com a mínima e a máxima geração possível, sem violação dos critérios para estudos em sistemas de corrente alternada. Para evitar violações dos critérios, com a alteração da potência ativa e manter as tensões dentro da faixa permitida, (Tab.6), foram utilizados os recursos de controle de tensão disponíveis na área (Tensão das barras PV, tensão de referência dos compensadores estáticos, chaveamento de equipamentos shunt).

Em todos os casos bases, foram realizados ajustes no controle de tensão da área de interesse, para realizar as execuções sem violação na pré-contingência, porém as condições

Tabela 8 – Geração interna da área Acre/Rondônia, com valores de geração para os períodos de carga leve, média e pesada

Usinas	Geração máxima (MW)	Geração Carga Leve (MW)	Geração Carga Média (MW)	Geração Carga Pesada (MW)
UHE Samuel	210	40	173	173
UHE Santo Antônio	417	308	308	308
UHE Rondon II	72	23	58	58
UTE Termonorte II	320	0	0	0
Back-to-Back	800	400	400	400
Total	1819	771	939	939

de carga leve e geração interna reduzida, o caso base não convergiu no programa, devido as tensões elevadas na SE Vilhena.

6.6 ANAREDE

No programa ANAREDE, foram realizado as simulações de fluxo de potência, para cada patamar de carga, leve, média e pesada, e de acordo com os limites de tensão e carregamento Normal e em emergência. Vale ressaltar que o resultado das simulações com os valores de geração interna mínima e máxima, conforme Tab. (8), não houve convergência do caso, mesmo antes das simulações de contingências.

Para execução da simulação no ANAREDE, foi utilizado um script (.pwf) com o código de execução EXCT (execução contingências programada de circuitos). A lista das contingências foram implementadas através de um script(.pwf) com o código DCTG (Dados de contingência programada) para 27 linhas de transmissão definida para análise programada que atendessem aos seguintes critérios: equipamentos incluídos nas áreas 47 e 48 e com tensão de operação igual ou superior à 230kV na barra das instalações.

Foram avaliadas as contingências de linhas de transmissão que atendiam aos critérios definidos, em duas execuções, sendo a primeira com os limites normais dos equipamentos e a segunda com os limites de emergência, este sendo necessário adicionar o código EMRG na execução do EXCT.

Para a monitoração de tensão e fluxo de potência foram utilizados respectivamente os códigos de execução DMTE (Dados de Monitoração de Tensão) e DMFL (Dados de Monitoração de fluxos), necessário para filtrar as áreas e os níveis de tensão mencionados nos critérios anteriores, para tanto é adicionado o código RMON (imprimir relatório de monitoração) na execução do código EXCT, externando assim apenas os resultados dentro da área de interesse. Ao Final foi utilizado o código RELA (emissão de relatórios de saída e/ou monitoração do estado corrente do sistema) ou seja, a impressão do relató-

rio das contingências. Detalhamentos sobre os códigos de execução do ANAREDE estão disponíveis em (ANAREDE, 2011).

A partir do relatório de execução da análise de contingência programada, disponibilizado ao final da execução, foram filtrados os seguintes dados de interesse que estão nos Apêndices (B) a (G).

- As contingências com maior índice de severidade de tensão;
- As contingências com maior índice de severidade de fluxo;

Os dados obtidos foram organizados e divididos para melhor compreensão e estão ordenadas pelo índice de severidade. Os detalhes sobre o cálculo dos índices estão no item 4.1.3.1.

6.6.1 Limite Normal

As Figuras (12) a (14), possuem barras em azul que representa o nível de tensão em pu do caso base para carga leve, média ou pesada, enquanto as barras laranjadas representam o ajuste do nível de tensão em pu antes das contingências programadas, já utilizando todos os recursos de controle de tensão da área, as barras em amarelo representam o pior nível de tensão em pu , dentre os dados das Tab. (9) a (13), após as contingências.

6.6.1.1 Carga Leve

A Tabela (9), expõe os dados de violação de tensão dentre as 27 contingências gerada pelo ANAREDE, a contingência simples 18 - LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C-3, refere-se a violação com maior índice de severidade na barra da SE Ariquemes. A geração interna que teve maior exploração possível na área foi de 46 % o que representa 839 MW, o valor mínimo de geração interna obtido foi de 32% ou seja 580 MW, o que não resultou em violações de tensões ou fluxo de potência para os limites normais, abaixo desses valores o caso base pré-contingência diverge. Vale ressaltar que patamares de geração interna abaixo do maior valor de geração explorado, não resultou em nenhuma violação de tensão ou fluxo.

Tabela 9 – Contingência com maior Índice de Severidade da tensão para a carga Leve - Limite Normal

N Viol	I.S Tensão	Contingência de LT (230kV)	Barras com tensões violadas	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	1.0	18 - Ariquemes/ Ji-Paraná C3	6880 SE Ariquemes 6870 SE Jarú	0.949 0.940	46

A Figura (12) a seguir representa a queda de tensão nas barras de 230kV da área provocadas por elevado fluxo de potência no trecho, mesmo com a carga mais baixa, o que poderia elevar o perfil de tensão, resultou nas simulações o fluxo de potência nas linhas de transmissão caracterizando um queda de tensão, provocado pela geração interna elevada. Pode-se observar uma queda de tensão acentuada de 8,25 % e 9,25 % nas barras da SE Ariquemes e SE Jaru respectivamente.

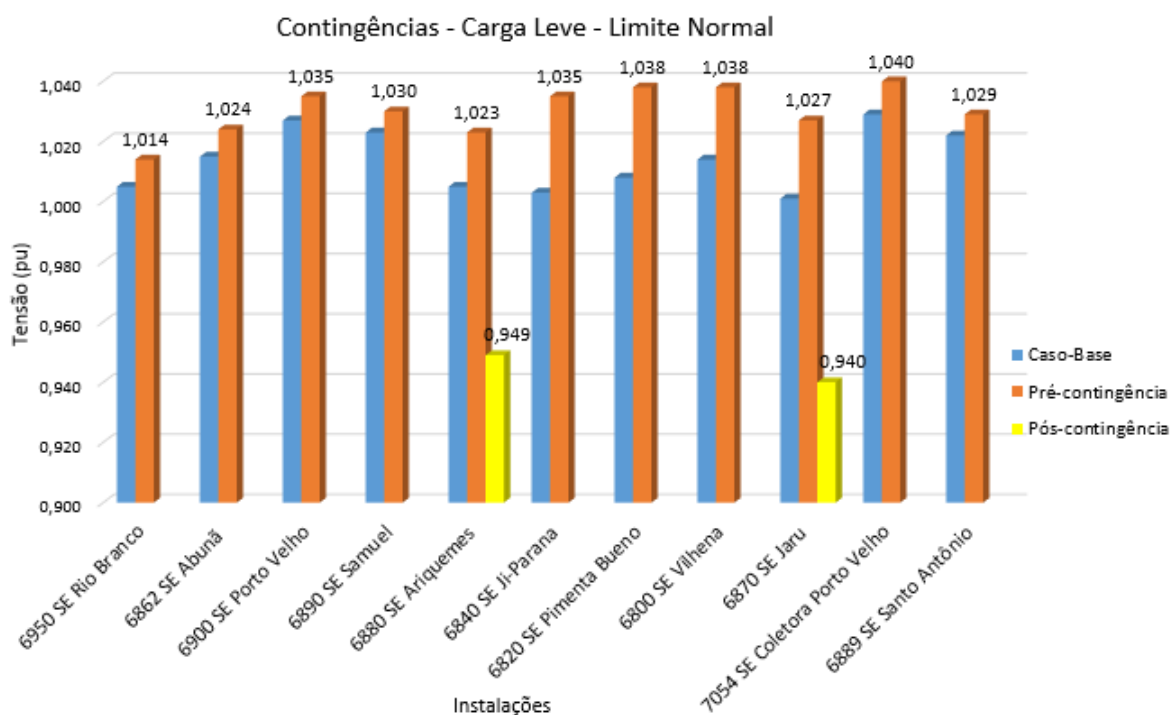


Figura 12 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Leve com Limite Normal

A segunda análise, (Tab. 10), demonstra as violações de fluxo de potência quando das contingências 18 - LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C3 e 14 - LT 230 kV Ariquemes/Samuel C3, ambas provocam a violação de aproximadamente 3% nos circuitos remanescentes, excedendo a capacidade de operação normal das LTs, ou seja, limitando a geração interna nessa condição de carga.

Tabela 10 – Contingência com maior Índice de Severidade de fluxo para a carga Leve - Limite Normal

N Viol	I.S Fluxo	Contingência de LT (230kV)	Fluxos Violados (LT 230 kV)	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	2.1	18 - Ariquemes/Ji-Paraná C3	Ariquemes/Ji-Paraná C2 Ariquemes/Jaru C1	0.037 0.036	46
2	2.1	14 - Ariquemes/Samuel C3	Ariquemes/Samuel C1 Ariquemes/Samuel C2	0.029 0.016	46

6.6.1.2 Carga Média

A Tabela (11), expõe os dados de violação de tensão dentre as 27 contingências gerada pelo ANAREDE, a contingência 18 - LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C-3, refere-se a violação com maior índice de severidade, seguido da contingência 14 - LT 230 kV Ariquemes/Samuel C3, porém essas consequências resultaram na violação de tensão nas mesmas barras da contingência 18. A geração interna que teve a maior exploração na área foi de 57 % o que representa 1039 MW. Vale ressaltar que patamares de geração interna abaixo do maior valor de geração explorado, não resultou em nenhuma violação de tensão ou fluxo.

Tabela 11 – Contingência com maior Índice de Severidade da tensão para a carga Média - Limite Normal

N Viol	I.S Tensão	Contingência de LT (230kV)	Barras com tensões violadas	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	2.6	18 - Ariquemes/Ji-Paraná C3	6880 SE Ariquemes 6870 SE Jaru	0.945 0.935	57
2	1.1	14 - Ariquemes/Samuel C3	6880 SE Ariquemes	0.940	57

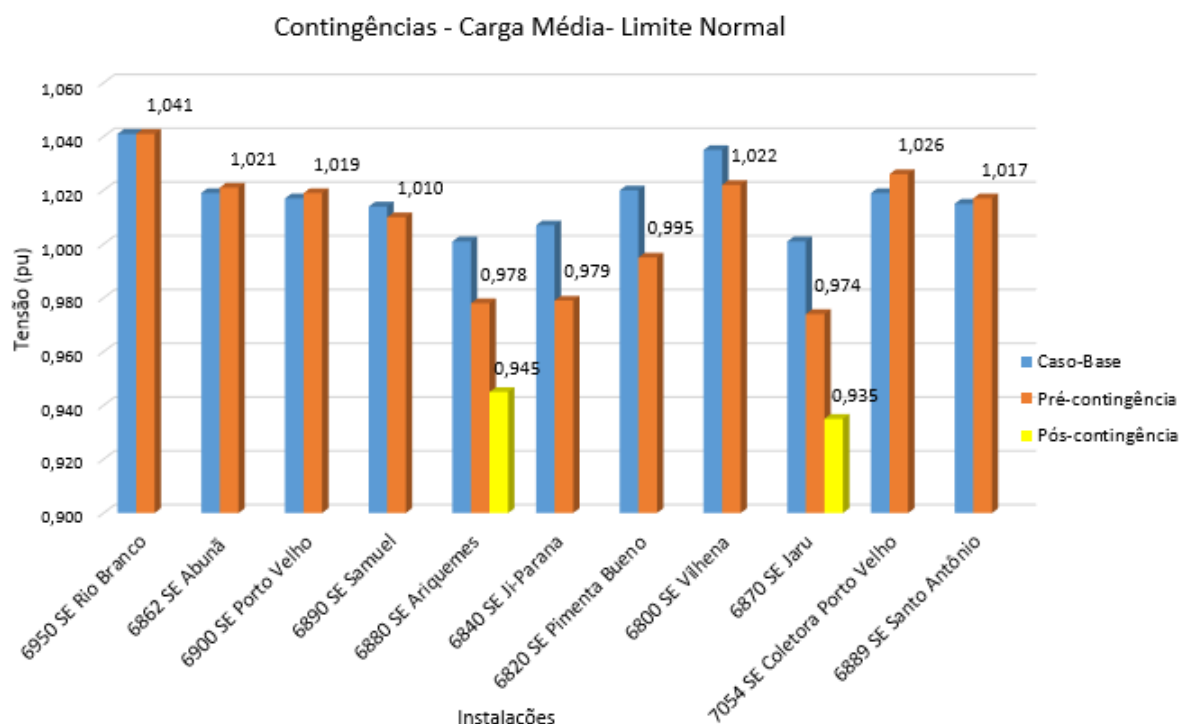


Figura 13 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Média com Limite Normal

A Figura (13), representa a queda de tensão, pós-contingências, nas barras de 230 kV da área provocadas pelo elevado fluxo de potência no trecho, durante a carga média, devido a geração interna mais elevada. O fato da carga ser média, possibilita explorar mais

a geração em relação a carga leve, aumentando a geração de 46 % para 57 %. Semelhante a carga leve, verifica-se uma queda de tensão acentuada de 3,45 % e 4,17 % nas barras da SE Ariquemes e SE Jarú respectivamente.

A segunda análise para esse cenário, conforme Tab. (12), demonstra as violações de fluxo de potência quando das contingências 18 - LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C3 e 14 - LT 230 kV Ariquemes/Samuel C3, ambas provocam a violação de aproximadamente 6% à 10% nos circuitos remanescentes, excedendo a capacidade de operação normal das LTs, ou seja, limitando a geração interna nessa condição de carga.

Tabela 12 – Contingência com maior Índice de Severidade de fluxo para a carga Média - Limite Normal

N Viol	I.S Fluxo	Contingência de LT (230kV)	Fluxos Violados (LT 230 kV)	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	2.4	14 - Ariquemes/Samuel C3	Ariquemes/Samuel C1 Ariquemes/Samuel C2	0.101 0.074	57
2	2.2	18 - Ariquemes/Ji-Paraná C3	Ariquemes/Ji-Paraná C2 Ariquemes/Jarú C1	0.060 0.054	57

6.6.1.3 Carga Pesada

A Tabela (13), expõe os dados de violação de tensão dentre as 27 contingências gerada pelo ANAREDE, a contingência número 18 - LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C-3, refere-se a violação com maior índice de severidade, seguido da contingência 14, porém essa consequência resultou na violação de tensão nas mesmas barras da contingência 18. A geração interna que teve a maior exploração na área foi de 55 % o que representa 999 MW. Vale ressaltar que patamares de geração interna abaixo do maior valor de geração explorado, não resultou em nenhuma violação de tensão ou fluxo.

Tabela 13 – Contingência com maior Índice de Severidade da tensão para a carga Pesada - Limite Normal

N Viol	I.S Tensão	Contingência de LT (230kV)	Barras com tensões violadas	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	6.8	18 - Ariquemes/Ji-Paraná C3	6880 SE Ariquemes 6870 SE Jarú	0.937 0.927	55
2	2.5	14 - Ariquemes/Samuel C3	6880 SE Ariquemes 6870 SE Jarú	0.935 0.947	55

A Figura (14), a seguir representa a queda de tensão, pós-contingências, nas barras de 230kV da área, verifica-se uma queda de tensão acentuada de 6,51 % e 7,98 % nas barras da SE Ariquemes e SE Jarú respectivamente, provocadas pelo elevado fluxo de potência no trecho, durante a carga pesada, devido a geração interna elevada. Verifica-se um perfil

de tensão pré-contingência, mais elevado nas barras da SE Ariquemes e SE Jaru , em relação a carga média, mesmo assim a queda de tensão na carga pesada foi maior, fato associado a uma carga e fluxos elevados nas linhas de transmissão.

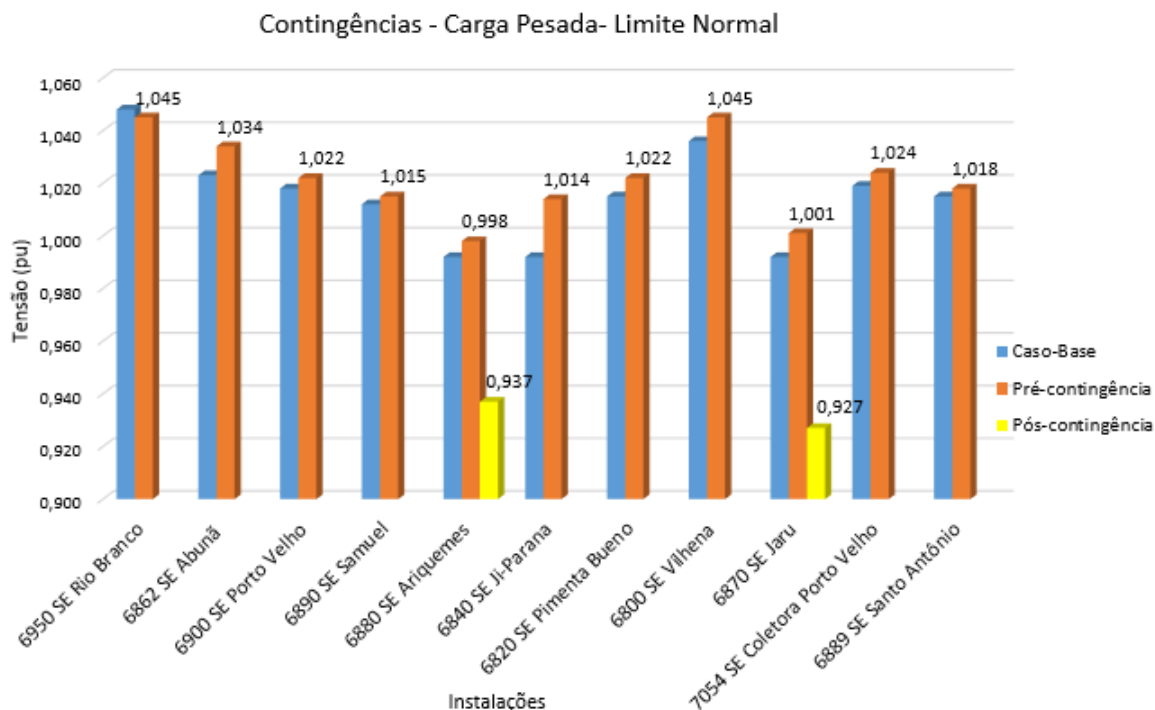


Figura 14 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Pesada com Limite Normal

Tabela 14 – Contingência com maior índice de Severidade de fluxo para a carga Pesada - Limite Normal

N Viol	I.S Fluxo	Contingência de LT (230kV)	Fluxos Violados (LT 230 kV)	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	3.4	18 - Ariquemes/Ji-Paraná C3	Ariquemes/Ji-Paraná C2 Ariquemes/Jaru C1	0.097 0.092	55
2	2.5	14 - Ariquemes/Samuel C3	Ariquemes/Samuel C1 Ariquemes/Samuel C2	0.131 0.101	55

A segunda análise para esse cenário, conforme Tab. (14), também demonstra as violações de fluxo de potência quando das contingências 18 - LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C3 e 14 - LT 230 kV Ariquemes/Samuel C3, ambas provocam a violação de aproximadamente 3% nos circuitos remanescentes, excedendo a capacidade de operação normal das LTs, ou seja, limitando a geração interna nessa condição de carga.

6.6.2 Limite Emergência

As Figuras (15) a (17), possuem barras laranjadas que representam o ajuste do nível de tensão em pu antes das contingências programadas, já utilizando todos os recursos

de controle de tensão da área, as barras em amarelo representam o pior nível de tensão em pu, dentre os dados das Tab. (15) à (17), após as contingências.

6.6.2.1 Carga Leve

A Tabela (15), expõe os dados de violação de tensão dentre as 27 contingências gerada pelo ANAREDE, as contingências simples 19, 21 e 20, referente as LTs 230 kV Pimenta Bueno/ Ji-Paraná C1, C2 e C3, resultaram nas violações com maior índice de severidade de tensão. A geração interna que teve maior exploração possível na área foi de 55 % o que representa 999 MW, o valor mínimo de geração interna obtido foi de 33% ou seja 640 MW, o que não resultou em violações de tensões ou fluxo de potência para os limites normais, abaixo desses valores o caso base pré-contingência diverge. Vale ressaltar que patamares de geração interna abaixo do maior valor de geração explorado, não resultou em nenhuma violação de tensão ou fluxo.

Tabela 15 – Contingência com maior Índice de Severidade da tensão para a carga Leve - Limite Emergência

N Viol	I.S Tensão	Contingência de LT (230kV)	Barras com tensões violadas	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	2.9	19 - Pimenta Bueno/ Ji-Paraná C1	6880 SE Ariquemes 6870 SE Jaru	0.892 0.885	55
2	2.3	21 - Pimenta Bueno/ Ji-Paraná C3	6880 SE Ariquemes 6870 SE Jaru	0.893 0.887	55
3	2.0	20 - Pimenta Bueno/ Ji-Paraná C2	6880 SE Ariquemes 6870 SE Jaru	0.894 0.887	55

A Figura (15), representa a queda de tensão nas barras de 230kV da área provocadas por elevado fluxo de potência no trecho, mesmo com a carga mais baixa, o que poderia elevar o perfil de tensão, nas simulações o fluxo de potência nas linhas de transmissão caracteriza um queda de tensão acentuada de 7,05 % e 7,80 % nas barras da SE Ariquemes e SE Jaru respectivamente.

Neste cenário de limite de emergência, não houve violações de fluxo de potência, antes da violação do nível de tensão, sendo este o fator limitante para carga leve.

6.6.2.2 Carga Média/Pesada

As Tabelas (16) e (17), expõe os dados de violação de tensão dentre as 27 contingências gerada pelo ANAREDE, a contingência simples 19 - LTs 230 kV Pimenta Bueno/ Ji-Paraná C1, refere-se a violação com maior índice de severidade para a carga média. A geração interna que teve maior exploração possível na área foi de 69 % o que representa 1279 MW, sendo este o maior valor explorado nas três condições de carga. Para carga pesada, a geração interna que teve maior exploração possível na área foi de 60 % o que

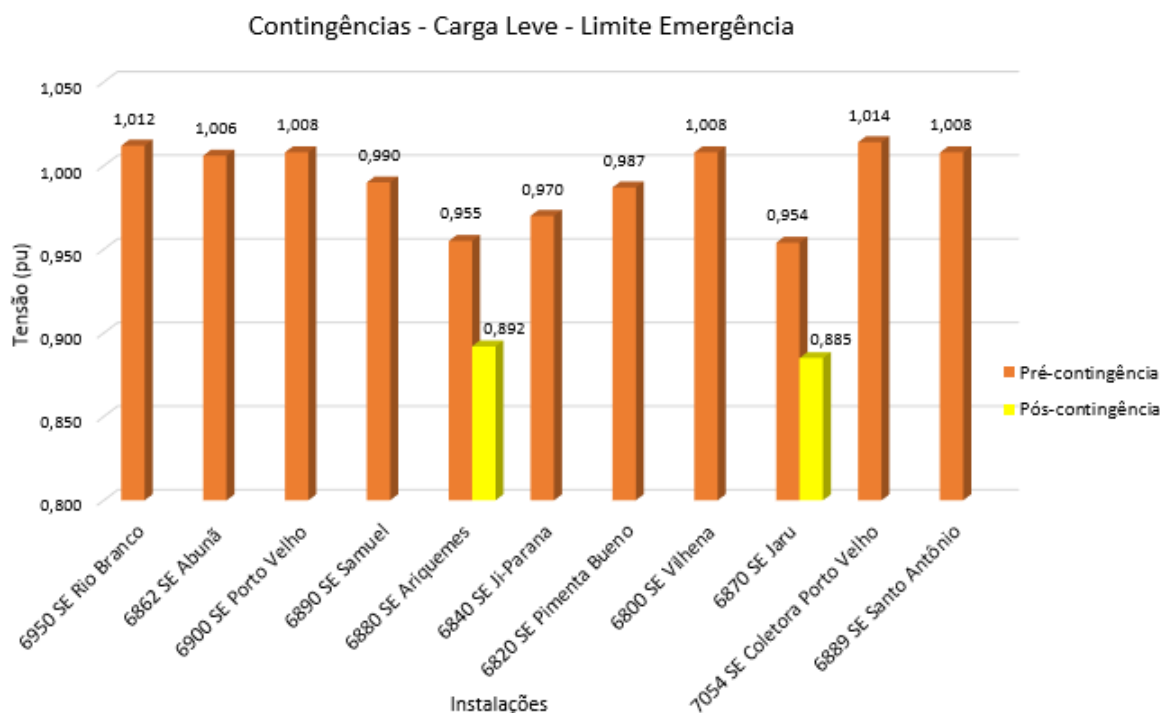


Figura 15 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Leve com Limite Emergência

representa 1099 MW. Vale ressaltar que patamares de geração interna abaixo do maior valor de geração explorado, não resultou em nenhuma violação de tensão ou fluxo.

Tabela 16 – Contingência com maior índice de Severidade da tensão para a carga Média - Limite Emergência

N Viol	I.S Tensão	Contingência de LT (230kV)	Barras com tensões violadas	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	13.9	19 - Pimenta Bueno/ Ji-Paraná C1	6880 SE Ariquemes	0.882	69
			6870 SE Jaru	0.869	
			6870 SE Ji-Paraná	0.889	
2	11.7	21 - Pimenta Bueno/ Ji-Paraná C3	6880 SE Ariquemes	0.883	69
			6870 SE Jaru	0.871	
			6870 SE Ji-Paraná	0.891	
3	10.9	20 - Pimenta Bueno/ Ji-Paraná C2	6880 SE Ariquemes	0.882	69
			6870 SE Jaru	0.872	
			6870 SE Ji-Paraná	0.892	

As Figuras (16) e (17), representa a queda de tensão nas mesmas barras de 230kV, SE Ariquemes, SE Ji-Paraná e SE Jaru, tendo um queda de tensão mais acentuada na subestação de SE Jaru, necessitando de reforços.

A segunda análise para esse cenário, conforme Tab. (18), demonstra as violações de fluxo de potência quando das contingências 18 - LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C3 e

Tabela 17 – Contingência com maior índice de Severidade da tensão para a carga Pesada - Limite Emergência

N Viol	I.S Tensão	Contingência de LT (230kV)	Barras com tensões violadas	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	1.4	18 - Ariquemes/Ji-Paraná C3	6870 SE Jaru	0.888	60

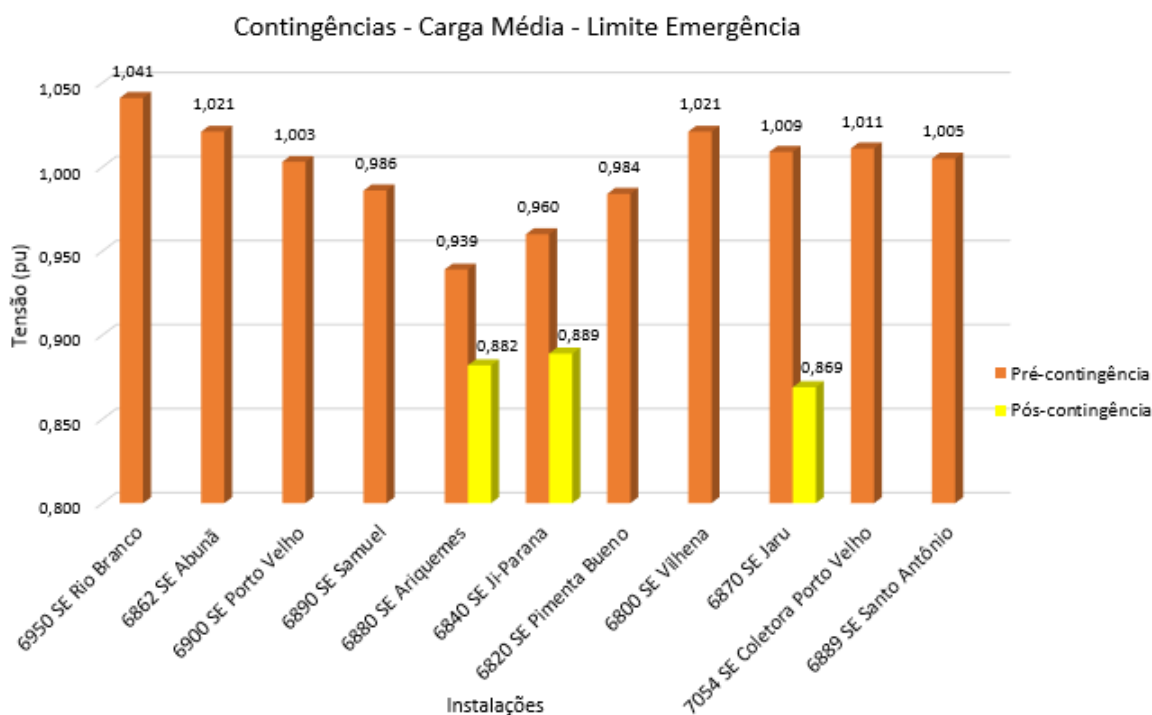


Figura 16 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Média com Limite Emergência

14 - LT 230 kV Ariquemes/Samuel C3, ambas provocam a violação de aproximadamente 5% à 10% nos circuitos remanescentes, excedendo a capacidade de operação normal das LTs, ou seja, limitando a geração interna nessa condição de carga.

N Viol	I.S Fluxo	Contingência de LT (230kV)	Fluxos Violados (LT 230 kV)	Violação (pu)	Geração interna (%)
1	2.3	14 - Ariquemes/Samuel C3	Ariquemes/Samuel C1 Ariquemes/Samuel C2	0.090 0.091	60
2	2.2	18 - Ariquemes/Ji-Paraná C3	Ariquemes/Ji-Paraná C2 Ariquemes/Jaru C1	0.054 0.053	60

Tabela 18 – Contingência com maior índice de Severidade de fluxo para a carga Pesada - Limite Emergência

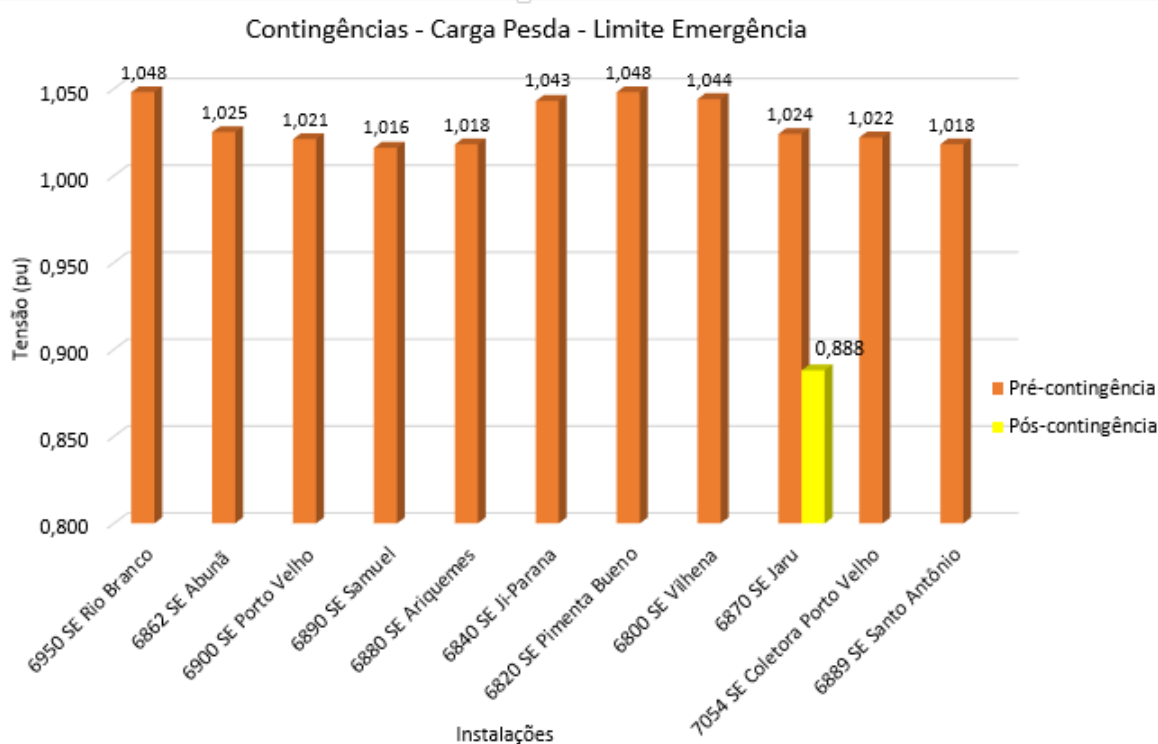


Figura 17 – Tensão de Barra em contingência da área na carga Pesada com Limite Emergência

6.7 ORGANON

O programa ORGANON, conforme mencionado gera as regiões de segurança estática e dinâmica (somente regiões estáticas estão sendo considerados neste trabalho), calculam os pontos de limite de segurança e obtém os pontos de operação.

Assim com o Anarede, o ORGANON realiza as simulações de fluxo de potência para determinar as violações de fluxos, ou seja, quando o equipamento ultrapassa o valor nominal de operação e determinar violação de tensão, ou seja, a magnitude da tensão das instalações.

O patamar de carga no estudo foram os mesmos, carga leve, média/pesada, do caso base de janeiro de 2019.

O emprego da lista de contingências simples no ORGANON, ou seja, desligamento somente de um equipamento, como a linha de transmissão ou desligamento de geradores de energia elétrica, podem provocar alteração no balanço de potência reativa, provocando alterações nos níveis de tensão. Como as violações de limite térmico e dos limites de tensão estão relacionadas ao carregamento dos circuitos de transmissão, quando das gerações dos grupos da região de segurança são alterados, isto provoca alteração do ponto de operação que levem os circuitos do sistema às condições mais críticas de operação, ou seja, com carregamentos elevados ou reduzidos.

Os relatório de execução da região de segurança do programa, estão disponíveis nos Apêndices (H) à (I).

6.7.1 Região de Segurança

Para execução da região de Segurança, são necessário 4 arquivos de configuração:

- **Organon.prm** - Arquivo tipicamente padrão, que possui todas as configurações dos parâmetros matemáticos de resolução do fluxo de potência, fluxo de potência continuado, parâmetros de convergência, entre outros.
- **Caso Base.pwf** - Arquivo tipicamente padrão, disponibilizado pelo ONS, que contém todo o modelo elétrico do Sistema Interligado Nacional - SIN.
- **lista de contingência.ctg** - Arquivo padrão, que possui a lista dos equipamentos que sofreram contingências no sistema.
- **arquivo definições.def** - Arquivo padrão, que o usuário inseri todas as definições para a simulação como: Filtro para verificação de violações; Variáveis definidas pelo Usuário; Tabelas definidas pelo Usuário; Definição dos Grupos de Geração (G1 / G2 / G3); Informação das variáveis dos eixos X e Y do 4º Gráfico; Definição de Ábacos de referência que são sobrepostos ao 4º gráfico da região.

Após inserido todos os arquivos no programa, basta executar a função "Security Assessment, definir a quantidade de direções e executar. ao final será gerado os três monogramas (G1xG2 / G2xG3 / G3xG1), mais o 4º monograma definido pelo usuário.

Para o estudo desse trabalho foram definidos os fluxos de potência, conforme os limites operativos vigentes da área, item (3.5), definidos como FACRO, RACRO e FSMAR, essas grandezas elétricas estão normalizados pelo ONS e são utilizadas como limites no dia a dia da operação em tempo real, para garantir estabilidade e segurança eletro-energética da área, com base nos critérios e padrões do procedimento de rede, submódulo 23.3.

Para o 4º monograma, como referência foi definido a variável FACRO versus GER-MT (Geração do Mato Grosso), para acompanhar a modulação da geração interna da área Acre/Rondônia e os limites de violação térmica e de magnitude de tensão.

6.7.1.1 Carga Leve

O período de carga leve, é caracterizado pelo excesso de potência reativa, predominantemente indutiva e com geração interna menor, em relação ao outros períodos de carga.

Os resultados da Fig. (18), representa os grupos de geração GER-ACRO (geração interna) versus GER-MT (Geração do Mato Grosso), este monograma reproduz bem o impacto no intercâmbio de potência entre as área, quando de alteração de geração nos grupos, o que resulta diretamente na alteração do ponto de Operação no gráfico. Os pontos numerados são os limites de operação determinado por uma violação de tensão, violação de carregamento ou região insegurança de operação. Pode-se observar região mais restritiva de transmissão de geração entre os grupos de geração, pois a distancia do ponto de operação até o limite de geração do grupo GER-ACRO torna menor em relação a geração total disponível na área.



Figura 18 – Região de Segurança estática - Carga LEVE - GER-ACRO x GER-MT

Analisando a Fig. (18) e a Tab. (19), verifica-se o comportamento nos extremos da operação segura do gráfico. A operação na região com o fundo verde-escuro da figura, significa operar dentro da região segura, mesmo em uma contingência simples dentre a lista de 27 linhas de transmissão. As direções (Dir.) 1, 2, 3, 4 e 5 do gráfico indicam violação do limite tensão das barras da SE Jarú e SE Ariquemes, na contingência 18 - LT230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C-3, ou seja, esses são os piores limites para operação e o fator limitante para cada grupo de geração, isso pode ser observado, no valor de "GDist" que indica a distância do ponto atual de operação até o ponto de violação de um limite específico.

A contingencia 18 - LT230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C-3, indica uma violação térmica (TL OUT), ultrapassando o limite de carregamento de equipamento nas barras 6880-6840 C2, o que indica violação de carregamento no circuito paralelo, ou seja, LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C-2. Essas violações estão mapeadas no gráfico como contorno das linha vermelha.

A Tabela (19) na coluna "Dir" indica a direção do ponto de operação que gerou um limite operacional, o "LimitType" indica o tipo de limite encontrado, o "DSCCode" indica o detalhamento do tipo de limite e o equipamento que está submetido a condição de violação, "Contingency" indica o equipamento que foi desligado programadamente e pode gerar consequências para o sistema, "GDist" indica a distância em potência ativa do ponto atual de operação até o limite especificado, "UG1" e "UG2" indicam a condição de geração dos grupos de geração na direção especificada.

A segunda parte da análise, inicia com formação do 4º monograma, conforme Fig. (19) e dos fluxos definidos para analisar dos limites operacionais vigentes, conforme Tab. (4). O resultado da simulação do programa com formação das grandezas elétricas, estão apurados na Tab. (20). Os casos da tabela são as direções ou pontos limites da região de segurança segura, associados a essas direções é determinado o valor máximo das grandezas.

Comparando os dados das duas Tab.(4) e (20), os valores das grandezas geradas pelo programa, resultou em fluxos maiores, como o FACRO e FSMAR, o que implica em exploração maior da geração interna da área Acre/Rondônia. Os valores de FACRO definido nas instruções é de 300 MW, enquanto os resultados do programa possibilita elevar esse limite para no máximo 373 MW (limitado pelo nível de tensão), enquanto o fluxo FSMAR definido por instrução de operação é de 400 MW, menor do que 500 MW resultante do programa, ou seja, utilizando o 4º monograma em tempo real na sala de controle, conforme Fig. (19), resultam explorar a geração interna da área em determinados períodos do dia na carga pesada.

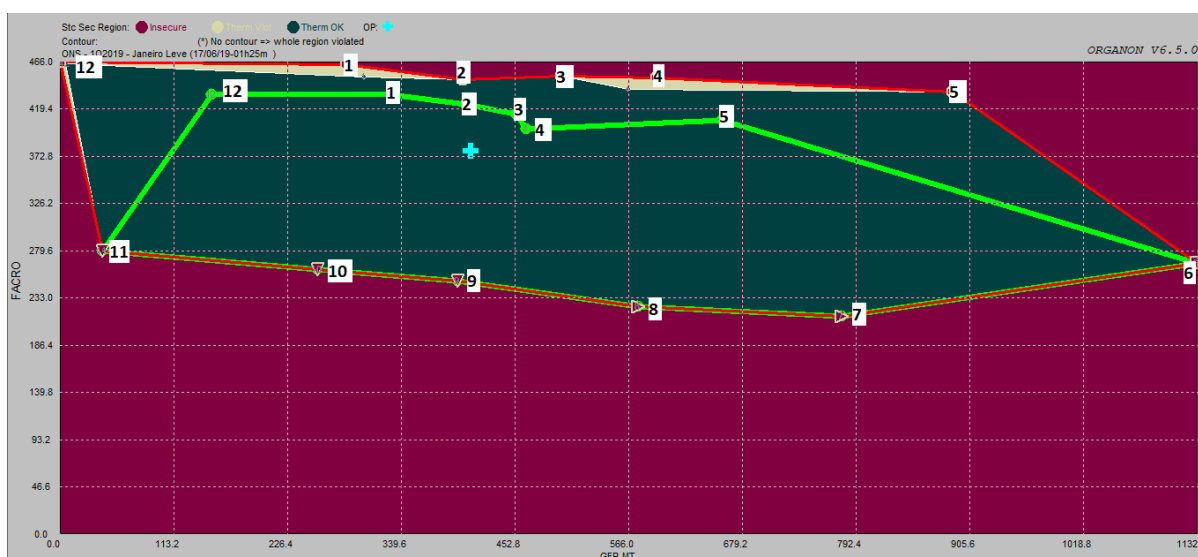


Figura 19 – 4º Monograma - Região de Segurança estática - Carga Leve - FACRO x GER-MT

6.7.1.2 Carga Média/Pesada

Os resultados da Fig. (20), representa os grupos de geração GER-ACRO (geração interna) versus GER-MT (Geração do Mato Grosso), este monograma reproduz bem o impacto no intercâmbio de potência entre as área, quando de alteração de geração nos grupos, o que resulta diretamente na alteração do ponto de Operação no gráfico. Os pontos numerados são os limites de operação determinado por uma violação de tensão, violação de carregamento ou região insegurança de operação.

A Tabela (21) na coluna "Dir" indica a direção do ponto de operação que gerou um limite operacional, o "LimitType" indica o tipo de limite encontrado, o "DSCCode" indica o detalhamento do tipo de limite e o equipamento que está submetido a condição de violação, "Contingency" indica o equipamento que foi desligado programadamente e pode gerar consequências para o sistema, "GDist" indica a distancia em potência ativa do ponto atual de operação até o limite especificado, "UG1" e "UG2" indicam a condição de geração dos grupos de geração na direção especificada.

Analisando a Fig. (20) e a Tab. (21), verifica-se o comportamento nos extremos da operação segura do gráfico. A operação na região com o fundo verde-escuro da figura, significa operar dentro da região segura, mesmo em uma contingência simples dentre a lista de 27 linhas de transmissão. As direções (Dir.) 1, 2, 3 e 4 do gráfico indicam violação do limite tensão das barras da SE Jaru, na contingência 18 - LT230 kV Ariquemes/Ji-Paraná C-3, a direção 9 indica violação de tensão na contingência 17 - Jaru/ Ji-Paraná C-1, ou seja, esses são os piores limites para operação e o fator limitante para cada grupo de geração, isso pode ser observado, no valor de "GDist" que indica a distância do ponto atual de operação até o ponto de violação de limite específico.

A contingencia 14 - Samuel/Ariquemes C-3, indica uma violação térmica (TL OUT), ultrapassando esses limites e ocorrendo a contingência 14, haverá violações de carregamento de equipamento nas barras 6880-6890 C2, o que indica violação de carregamento no circuito paralelo, ou seja, LT 230 kV Samuel/Ariquemes C-2. Essas violações estão mapeadas no gráfico como contorno das linha vermelha.

Contudo, pode-se verificar um coerência dos dados gerados pela simulação do ORGANON com o dados geradoras pelo programa ANAREDE, pois indicaram violações severas de tensão nas mesmas barras de operação e com violações de limite de carregamento, nas mesmas contingências. O programa Organon, gerando os monogramas pode indicar a operação em tempo real melhores condições de operação ou operar na região segura, em vista da condição de funcionar online.

A segunda parte da análise, inicia com formação do 4º monograma, conforme Fig. (21) e dos fluxos definidos para analisar dos limites operacionais vigentes, conforme Tab. (4). O resultado da simulação do programa com formação das grandezas elétricas, estão

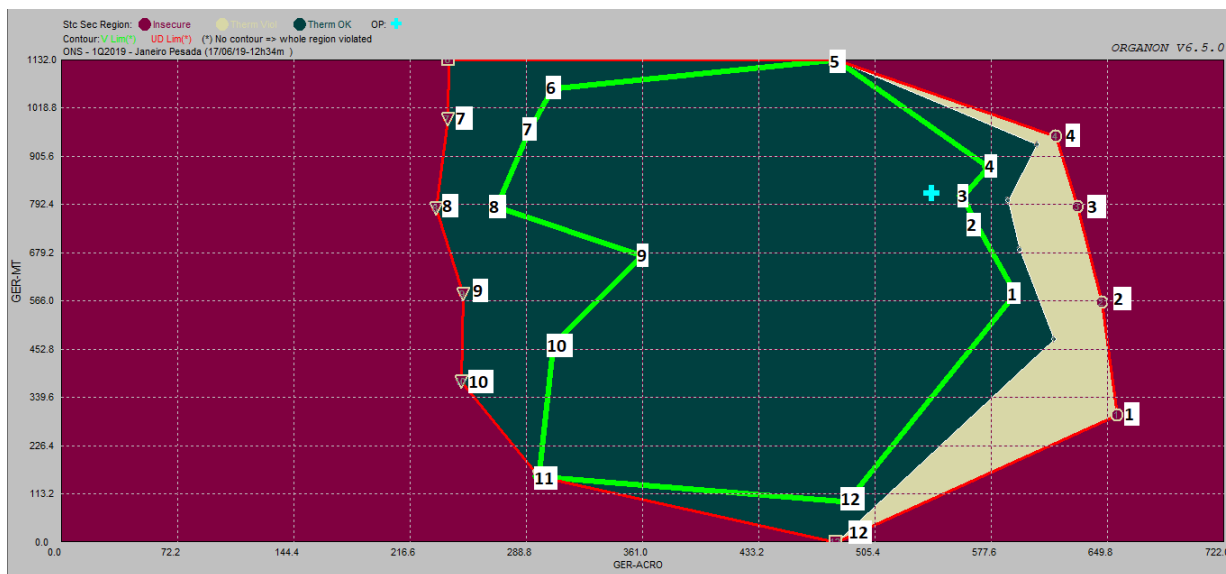


Figura 20 – Região de Segurança estática - Carga Pesada - GER-ACRO x GER-MT

apurados na Tab. (22). Os casos da tabela são as direções ou pontos limites da região de segurança segura, associados a essas direções é determinado o valor máximo das grandezas.

Comparando os dados das duas Tab.(4) e (22), os valores das grandezas geradas pelo programa, resultou em fluxos maiores, como o FACRO e FSMAR, o que implica em exploração maior da geração interna da área Acre/Rondônia. Os valores de FACRO definido nas instruções é de 300 MW, enquanto os resultados do programa possibilita elevar esse limite para no máximo 373 MW (limitado pelo nível de tensão), ou seja, utilizando o 4º monograma em tempo real na sala de controle, conforme Fig. (21), resultam explorar a geração interna da área em determinados períodos do dia na carga pesada.

6.8 Conclusão das simulações realizadas

Realizando um análise de todos os resultados, gerados pelos dois programas Anarede e Organon, executando 27 contingências simples (N-1) de linhas de transmissão dentro da área de interesse, identificando as que causaram violações de tensão ou fluxo e ordenando-as de acordo com o índice de severidade. Ao final de todas as simulações com carga leve, média e pesada se destacaram as seguintes observações:

- No Período de carga leve, geralmente quando há maior predominância de potência reativa, o perfil de tensão pré-contingência são mais elevados, o que pode contribuir para obter maiores variações da tensão pós-contingências.
- No período de carga média e pesada as linhas de transmissão operam com condições

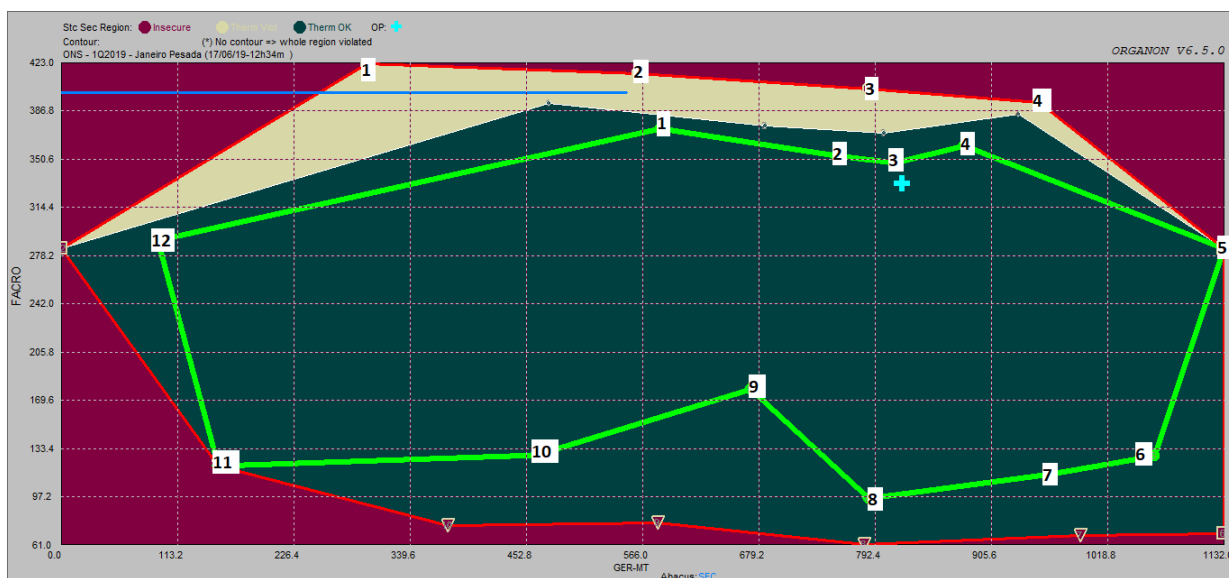


Figura 21 – 4º Monograma - Região de Segurança estática - Carga Pesada - FACRO x GER-MT

de carregamento mais elevados, tendo predominância suas características indutivas, o que provocam reduções de tensão mais acentuadas, onde registrou os maiores índice de severidade.

- As subestações que tiveram violações de tensão com maior índice severidade, $IS = 13,9$, foram a SE Ariquemes ($0,882 pu$), SE Jaru ($0,889 pu$) e SE Ji-Parana ($0,889 pu$), em todas as ocorrências de LT resultaram em violação de tensão nos dois barramentos da SE Ariquemes e SE Jaru. Demonstrando um ponto de estudo futuros para minimizar os efeitos da tensão abaixo dos critérios de operação adotados pelo ONS.
- Em relação ao conjunto de critério de limite Normal e em emergência, verificou que o conjunto normal teve mais ocorrências de violação de limites de tensão e fluxo, do que em relação ao de emergência, devido a margem de operação ser menor em relação aos limites em emergência.
- Em relação a exploração da geração interna da área, os períodos de carga média e pesada, possibilitaram elevar a geração em aproximadamente 10 % a mais em relação a carga leve. Devido a característica de predominância indutiva da carga e conseqüentemente mais unidades geradoras ligadas.
- As piores contingências de Linha de transmissão foram das LT 230 kV Ariquemes / Ji-Paraná C-3 e LT 230 kV Ariquemes/Samuel C-3, pois provocaram maiores índice de severidade ($IS = 3,4$) da tensão e dos fluxos de potência. Os fluxos mais violados

foram os circuitos paralelo de cada trecho de linha, atingindo 10 % acima do limite de carregamento, verificando uma necessidade de ampliação e reforços para os dois trechos.

- Vale destacar que a região mais distante da carga mais concentrada, ou seja, SE Rio Branco no estado do Acre, tiveram os níveis de tensão mais elevados, mas não violados.
- O programa Organon demonstrou a mesma coerência no critérios de identificação de violações, resultando as mesmas violações de tensão e fluxos em relação ao programa Anarede, porem com a formação das regiões de segurança com os monogramas torna-se mais fácil a identificação e visualização da operação atual, isto possibilita excursionar a geração interna do área Acre /Rondônia para explorar todas a região segura do monograma, obtendo ganhos em relação aos limites de grandezas calculadas (FACRO, RACO, FSMAR) que são fixos nas instrução de operação de tempo real do ONS. Contudo o programa Organon permitindo executar as regiões de segurança em tempo real, a partir de dados do Sistema de Supervisão e Controle, torna-se uma ferramenta muito promissora, para substituir a forma de operação na sala de controle.

6.9 Proposta para mitigar os índice de severidade

A partir das violações e índices de severidade de tensão e de fluxo identificados para as contingências simples, foram efetuadas propostas para redução e ou anulação das violações, reduzindo assim a severidade das contingências. As propostas foram classificadas de acordo com o prazo para efetivação das decisões, sendo divididas em ações de curto prazo e ações de médio e longo prazo.

6.9.1 Ações de Curto Prazo

Nas ações de curto prazo, dentre uma semana a um mês, visando reduzir o maior percentual da queda de tensão (aproximadamente 7 %) nas barras da SE Ariquemes e SE Jauru e como filosofia de controle de tensão utilizar os equipamento pertencentes a área, propõem-se seguintes procedimentos operativos:

- **Redução da Severidade de tensão:**
- Para garantir um desempenho satisfatório da rede em condições normais de operação e em situações de contingências, deve-se adotar uma tensão mínima de 1,02 pu (235 kV) no barramento de 230 kV da Ariquemes e SE Jaru, para as situações onde o fluxo

no circuito de 230 kV entre Samuel/Ariquemes/Ji-Paraná elevados e/ou próximos ao limite.

- Visando atender as condições normais de operação, operar com o Compensador Estático da SE 230 kV de Vilhena, com potência reativa mais próximo de zero, obtendo condições de resposta as variações de tensões nas contingências.
- Devido as tensões elevadas na barra da SE Vilhena, em condições normais de operação e na carga leve, propõem-se como último recursos baipassar os capacitores série fixo das LTs 230 kV Vilhena/ Jauru C-1 e C-2, reduzindo assim a tensão na barra.
- Manter as tensões dos barramentos de 230 kV da Área 230 kV Acre-Rondônia dentro da faixa operativa permitida, preferencialmente o mais próximo possível do limite superior da faixa, por meio dos seguintes recursos principais de controle de tensão.
- **Redução da Severidade de fluxo:**
- Na medida do possível explorar inicialmente a geração da UHE Rondon II, que conectada ao sistema na SE Pimenta Bueno, já após o trecho com maior índice de sobrecarga, trecho de 230 kV entre Samuel/Ariquemes/Ji-Paraná.

6.9.2 Ações de Médio e Longo Prazo

Nas ações de médio e longo prazo, dentre 1 a 10 anos, visando reduzir o maior percentual da queda de tensão (aproximadamente 7 %) nas barras da SE Ariquemes e SE Jauru, com a eliminação da sobrecarga no trecho de 230 kV entre Samuel/Ariquemes/Ji-Paraná, propõem-se as seguintes procedimentos de planejamento:

- **Redução da Severidade de tensão:**
- A instalação de equipamentos manobráveis de controle de tensão, como bancos de capacitores shunt e/ou equipamentos de controle de tensão automático, como os compensadores estáticos nas barras que apresentam maior violação de tensão para a contingência com maior índice de severidade de tensão.
- **Redução da Severidade de fluxo:**
- Os circuitos onde ocorre violação de fluxo, conforme mencionados no trecho de 230 kV entre Samuel/Ariquemes/Ji-Paraná, propor a construção de circuitos de 230 kV em paralelo a essas subestações.
- Alternativa mais viável financeiramente e em menor tempo, seria propor a instalação de um esquema de corte automático de geração da UHE Santo Antônio ou UHE Samuel, ou ainda melhor no ponto de vista de impacto no sistema, seria propor uma

redução de potência automática dos conversores Back-to-Back, manobra conhecida como Runback. A contingência dos circuitos que causam sobrecargas acima do limite de emergência é uma alternativa viável, que, para ser classificada adequadamente como ação de curto ou médio prazo depende de informações que mostrem se os equipamentos atualmente instalados permitiriam ou não tal implementação.

Parte V

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.10 Conclusões

Neste trabalho foram apresentados estudos de fluxo de potência e de análise de contingências associados ao sistema de transmissão da área Acre e Rondônia. O contexto abordado no trabalho foi realizar a simulação contingência simples de todos os circuitos de 230 kV da área, observando os limites das grandezas calculadas, visando a exploração da geração interna, com segurança e controle dos níveis de magnitude de tensão e carregamento das linhas de transmissão. Os capítulos iniciais foram de apresentação dos aspectos básicos sobre o problema de fluxo de carga e análise de contingências, subsidiando a abordagem de temas relevantes na análise de sistemas elétricos de potência, através de formulações matemáticas e definição dos principais conceitos referentes a esses estudos.

O capítulo 4, foi abordado uma visão geral do Sistema de transmissão dos estados do Acre e Rondônia AC/RO, efetuando uma descrição básica da configuração atual do sistema, da expansão da demanda não correspondida, da geração local e dos limites operativos vigentes para a área.

O trabalho realizado foi dedicado a apresentar os resultados de simulações dos programas Anarede e Organon, ambas ferramentas computacionais, descrevendo sua metodologia de concepção e apresentando suas principais ferramentas e funcionalidades para realizar as análises de contingências e formação das regiões de segurança, sendo esta voltada para área de planejamento de sistemas elétricos e, principalmente, para utilização em centros de controle na avaliação da operação em tempo real. Ainda no capítulo 5, também foi abordado neste trabalho o Procedimento de Rede, as diretrizes básicas para o SIN e que serviram de referência para implementação e análise dos estudos de contingências. O mesmo capítulo foram definidos os critérios de simulação para análise de contingências dos equipamentos da área, os grupos de gerações para monitoração e obtenção dos limites de intercâmbio entre duas áreas, utilizando critérios para monitoração dos fluxos e tensão dentro de uma área para condições de máxima e mínima geração interna.

Pro fim, o capítulo 6, é dedicado a apresentar os resultados e discussões sobre a exploração da geração interna, que sucederam nas violações de tensão e fluxo de potência. A formação de região de segurança estática e a monitoração de limites operacionais da área na forma de monogramas, possibilita a otimização de geração em determinados períodos do dia, ao excursionar a geração interna do área Acre /Rondônia para explorar toda a região segura do monograma, o que será realizado na sala de controle em tempo real. Ao final foi sugerido a expansão da rede elétrica com instalações de circuitos paralelos aos circuitos com violações de fluxos, a longo prazo também a instalação de equipamentos shunt para controle de tensão e/ou ainda a implantação do esquema automático de corte de geração sugerido.

6.11 Trabalhos Futuros

A área ainda necessita de diversos estudos, não contemplados neste trabalho, por isso sugere-se:

- Realizar a análise contingências sob o aspecto dinâmico, com o objetivo de identificar os valores de tensão e carregamento atingidos no período transitório entre a contingência até o equilíbrio estável.
- Formação das regiões de segurança dinâmica no programa Organon, para acompanhamento em tempo real na sala de controle dos monogramas em substituição aos limites fixos vigentes.
- Estudos complementares para expansão e reforços do sistema de 230 kV da região Acre/Rondonia.

Referências

- AJJARAPU v.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. In: *Power Systems, IEEE Transactions on*. [S.l.: s.n.], 1992. v. 7, p. 416–424. Citado na página 34.
- ALVES, A. C. B. Processamento distribuído aplicado à análise de segurança estática de sistema de energia elétrica. 1997. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/260614>>. Citado 3 vezes nas páginas 28, 30 e 33.
- ANAREDE, C. de Pesquisas de E. E. Anarede – manual do usuário v09.07.02. 2011. Disponível em: <<http://www.anarede.cepel.br/>>. Citado 3 vezes nas páginas 50, 51 e 70.
- BORGES, C. L. T.; ALVES, J. M. T. Análise de segurança estática em sistemas de potência, notas de aula - ufrj. p. 4–9, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 28, 29, 38 e 39.
- CASOBASE, O. N. do S. E. Casos de referência – diretrizes para a operação elétrica quadrimestral. 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 50.
- CEPEL, C. de Pesquisas de E. E. Programa de análise de redes. 2015. Disponível em: <<http://www.anarede.cepel.br/>>. Citado na página 49.
- ELÉTRICO, O. N. do S. Relação dos sistemas e modelos computacionais - submódulo 18.2. 2016. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2018%2FSubm%C3%B3dulo%2018.1%2FSubm%C3%B3dulo%2018.1_Rev_1.0.pdf>. Citado na página 49.
- ELÉTRICO, O. N. do S. Sistemas isolados. 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Citado na página 24.
- EPE. Balanço energético nacional - ben. 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Citado 3 vezes nas páginas 7, 22 e 23.
- EPE–053. Reforços no sistema acre-rondônia e mato grosso para escoar as máquinas adicionais da uhe santo antônio. 2013. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Programa-de-Expansao-Transmissao-2014-2019>>. Citado na página 41.
- EPE, N. 1ª revisão quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do sistema interligado nacional 2018-2022. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/1-revisao-quadrimestral-das-projecoes-da-demanda-de-energia-eletrica>>. Citado na página 23.
- EXPÓSITO, A. G.; CONEJO, A. S.; CAÑIZARES, C. A. Network modeling. In: GOMEZ-EXPOSITO, A. (Ed.). *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*. [S.l.]: CRC Press, 2009. p. 95–98. Citado na página 30.

GOMES, R. A gestão do sistema de transmissão no Brasil. Rio de Janeiro, Brasil, 2012. Citado na página 24.

IEA. International energy agency] key world energy statistics 2017. 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>>. Citado na página 22.

JARDIM, J. *ORGANON - User Guide*. Rio de Janeiro, Brasil, 2006. 7-8 p. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 52.

MATARUCCO, R. R. Fluxo de carga continuado aplicado na análise de contingência. 2013. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/bitstream/11449/100314/1/matarucco_rr_dr_ilha.pdf>. Citado na página 33.

MONTICELLI A. GARCIA, A. Fluxo de carga. In: *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. [S.l.]: Edgard Blucher LDTA, 2003. p. 1–16. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 37.

MORISON k.; WANG, L.; KUNDUR, P. Power system security assessment. v. 2, p. 30–39, 2004. Citado na página 28.

NETTO, N. A. R. L. Novas ferramentas para avaliação de segurança estática e dinâmica de sistemas de potência. 2016. Disponível em: <www2.ic.uff.br/PosGraduacao/Dissertacoes/393.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 33, 34 e 35.

ONS. *Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - Submódulo 10.21: Cd-ct.n.acro.03 - cadastro de informações operacionais de faixas para controle de tensão da Área 230 kv acre-rondônia*. Rio de Janeiro, Brasil, 2018. 4 p. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Citado na página 44.

ONS. *Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 10 - Submódulo 10.21: Operação normal da Área 230 kv acre-rondônia*. Rio de Janeiro, Brasil, 2018. 6-15 p. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>>. Citado na página 46.

ONS. *O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede: visão geral*. Rio de Janeiro, Brasil, 2018. 3-5 p. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/historico>>. Citado na página 59.

ONS. *Submódulo 23.3 Diretrizes e critérios para estudos elétricos*. Rio de Janeiro, Brasil, 2018. 6-15 p. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Citado 3 vezes nas páginas 46, 59 e 63.

PDE. Plano decenal de expansão de energia 2019. 2009. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2019>>. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.

PDE. Plano decenal de expansão de energia 2024. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2024>>. Citado 3 vezes nas páginas 24, 43 e 44.

PDE. Plano decenal de expansão de energia 2027. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Citado 3 vezes nas páginas 22, 23 e 24.

PINTO, D. P.; PEREIRA, J. L. Um método localizado para análise de contingências estáticas em sistemas de energia elétrica. v. 1, 1995. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 37.

SILVA, S. G.; MONTEIRO, R. V. A.; GUIMARÃES, G. C. Sistema interligado nacional: Análise da metodologia de acesso e do planejamento da expansão. Minas Gerais, Brasil, v. 22, n. 2, p. 85–99, 2016. Disponível em: <<https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/download/360/341/>>. Citado na página 23.

Apêndices

APÊNDICE A – Relatório de barras dos estados do Acre e Rondônia

PAG. 1

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Pesada

RELATORIO DE BARRAS CA DO SISTEMA * AREA 47 * * ENORTE (AC/RO) *

X- NUM.	X- BARRA	X- TP	X- MOD	X- ANG	X- TENSÃO	GERACAO		INJECAO EQUIV		CARGA		ELO CC		SHUNT		MOTOR				
						MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW
6800	VILHEN-RO230	0	1.036	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-21.5	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
							-7.5								-96.6					LIG
6820	P.BUEN-RO230	0	1.015	31.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
							0.0								-61.8					LIG
6840	JIPARA-RO230	0	1.000	36.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
							0.0								-60.0					LIG
6870	JARUI--RO230	0	0.992	41.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
6880	ARIQUI--RO230	0	0.993	47.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
							0.0								-59.2					LIG
6890	SAMUEL-RO230	0	1.012	58.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
6900	P.VELH-RO230	0	1.019	60.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
6930	ABUNA--RO230	0	1.026	55.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-31.6	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
							0.0								-126.3					LIG
6950	R.BRAN-AC230	0	1.054	48.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	66.6	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
							-19.0								-66.6					LIG

PAG. 2

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Pesada

RELATORIO DE BARRAS CA DO SISTEMA * AREA 48 * * DEMAIS AGENTES AC/RO *

X- NUM.	X- BARRA	X- TP	X- MOD	X- ANG	X- TENSÃO	GERACAO		INJECAO EQUIV		CARGA		ELO CC		SHUNT		MOTOR				
						MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	EST
6862	NMPARA-RO230	0	1.029	57.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
6889	SA-AD--RO230	0	1.016	62.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG
7054	C.PVEL-RO230	0	1.020	62.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-395.4	130.2	118.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	LIG

Figura 22 – Relatório de barras dos estados do Acre e Rondônia - ANAREDE

APÊNDICE B – Relatório de execução da Análise de Contingência programada - Carga Leve Normal (adaptado)

OCPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Leve

SUMARIO DE MONITORACAO (CASOS MAIS SEVEROS)

TENSÃO			
CASO	NUMERO	INDICE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
CONTING	VIOLACOES	SEVERIDADE	
18	2	1.0	LT AQ/JP C3

FLUXOS			
CASO	NUMERO	INDICE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
CONTING	VIOLACOES	SEVERIDADE	
18	2	2.1	LT AQ/JP C3
14	2	2.1	LT SM/AQ C3
9	1	1.1	LT PV/UHE SN 230 C2
8	1	1.1	LT PV/UHE SN 230 C1

Figura 23 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Leve Normal (adaptado)

ONS - 1Q2019 - Janeiro Leve

CONTINGENCIA 14 PRIORIDADE 1 LT SM/AQ C3

CIRCUITO da Barra 6890 SAMUEL-RO230 p/ Barra 6880 ARIQU1-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

DA BARRA	PARA BARRA	NC	MW	Mvar	MVA/V	VIOLACAO	CARREGAMENTO %
NOME	NOME					MVA	SEVERIDADE
6890	6880						102.89 %
SAMUEL-RO230	ARIQU1-RO230	2	250.8	15.3	254.1	7.1 *	
6890	6880						100.16 %
SAMUEL-RO230	ARIQU1-RO230	1	244.2	14.6	247.4	0.4 *	
IND SEVER.			2.1				

Figura 24 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 14 - Carga Leve Normal (adaptado)

ONS - 1Q2019 - Janeiro Leve

CONTINGENCIA 18 PRIORIDADE 1 LT AQ/JP C3

CIRCUITO da Barra 6880 ARIQU1-RO230 p/ Barra 6840 JIPARA-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE TENSAO SELECIONADA

NUM.	BARRA NOME	ARE	TENSAO MIN	TENSAO MOD.	TENSAO MAX	VIOLACAO (PU)	SHUNTBAR (Mvar)	SHUNTLIN (Mvar)	SEVERIDADE
6880	ARIQU1-RO230	47	0.950	0.949	1.050	-0.001		-60.00	*
6870	JARU1--RO230	47	0.950	0.940	1.050	-0.010			**
----- IND SEVER.			1.0	-----					

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

DA BARRA NOME	PARA BARRA NOME	NC	FLUXOS MW	FLUXOS Mvar	VIOLACAO MVA/V	VIOLACAO MVA	CARREGAMENTO % SEVERIDADE
6880 ARIQU1-RO230	6840 JIPARA-RO230	2	242.6	-15.4	256.1	9.1	103.70 % *
6880 ARIQU1-RO230	6870 JARU1--RO230	1	242.1	-10.4	255.3	8.3	103.36 % *
----- IND SEVER.			2.1	-----			

Figura 25 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 18 - Carga Leve Normal (adaptado)

ONS - 1Q2019 - Janeiro Leve

RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

AREA NUM.	GERACAO MW/ Mvar	INJ MW/ Mvar	EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT EQUIV Mvar	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
47	424.1 113.3	0.0	0.0	390.3 133.2	0.0	0.0	702.4 43.3	764.4 97.6	95.8 342.1
48	4669.0 240.3	0.0	0.0	93.9 26.8	5302.6 2743.6	0.0	764.4 95.3	1509.1 43.3	17.2 410.7
TOTAL	5093.1 353.5	0.0	0.0	484.2 160.0	5302.6 2743.6	0.0	1466.7 138.6	2273.5 141.0	113.0 752.8

Figura 26 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Carga base - Carga Leve Normal (adaptado)

APÊNDICE C – Relatório de execução da Análise de Contingência programada - Carga Leve - Emergência (adaptado)

ONS - 1Q2019 - Janeiro Leve

SUMARIO DE MONITORACAO (CASOS MAIS SEVEROS)

TENSÃO			
CASO	NUMERO	INDICE	
CONTING	VIOLACOES	SEVERIDADE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
19	2	2.9	LT JP/PB C1
21	2	2.3	LT JP/PB C3
20	2	2.0	LT JP/PB C2

FLUXOS			
CASO	NUMERO	INDICE	
CONTING	VIOLACOES	SEVERIDADE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
7	1	1.0	LT PV/SM C3
19	1	1.0	LT JP/PB C1
21	1	1.0	LT JP/PB C3
20	1	1.0	LT JP/PB C2
6	1	1.0	LT PV/SM C2
5	1	1.0	LT PV/SM C2
3	1	1.0	LT AB/PV C1

Figura 27 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Leve Emergência (adaptado)

OCPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Leve

CONTINGENCIA 19 PRIORIDADE 1 LT JP/PB C1

CIRCUITO da Barra 6840 JIPARA-RO230 p/ Barra 6820 P.BUEN-RO230 Circ 1 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE TENSAO SELECIONADA

NUM.	BARRA NOME	ARE	MIN	TENSAO MOD.	MAX	VIOLACAO (PU)	SHUNTBAR (Mvar)	SHUNT LIN (Mvar)	SEVERIDADE
6880	ARIQU1-RO230	47	0.900	0.892	1.050	-0.008		-60.00	*
6870	JARU1--RO230	47	0.900	0.885	1.050	-0.015			**
----- IND SEVER.			2.9	-----					

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

DA BARRA NOME	PARA BARRA NOME	NC	MW	FLUXOS Mvar	MVA/V	VIOLACAO MVA	CARREGAMENTO % SEVERIDADE
6891 SAMU1-UHE005	6890 SAMUEL-RO230	1	210.0	97.8	238.1	2.1	100.88 % *
----- IND SEVER.			1.0	-----			

Figura 28 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 19 - Carga Leve Emergência (adaptado)

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Leve

CONTINGENCIA 20 PRIORIDADE 1 LT JP/PB C2

CIRCUITO da Barra 6840 JIPARA-RO230 p/ Barra 6820 P.BUEN-RO230 Circ 2 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE TENSAO SELECIONADA

NUM.	BARRA NOME	ARE	TENSAO MIN	TENSAO MOD.	TENSAO MAX	VIOLACAO (PU)	SHUNTBAR (Mvar)	SHUNTLIN (Mvar)	SEVERIDADE	
6880	ARIQU1-RO230	47	0.900	0.894	1.050	-0.006		-60.00	*	
6870	JARU1--RO230	47	0.900	0.887	1.050	-0.013			**	
----- IND SEVER.			2.0	-----						

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

DA BARRA NOME	PARA BARRA NOME	NC	FLUXOS MW	FLUXOS Mvar	VIOLACAO MVA/V	VIOLACAO MVA	CARREGAMENTO %	SEVERIDADE
6891 SAMU1-UHE005	6890 SAMUEL-RO230	1	210.0	97.3	237.9	1.9	100.79	*
----- IND SEVER.			1.0	-----				

Figura 29 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 20 - Carga Leve Emergência (adaptado)

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Leve

CONTINGENCIA 21 PRIORIDADE 1 LT JP/PB C3

CIRCUITO da Barra 6840 JIPARA-RO230 p/ Barra 6820 P.BUEN-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE TENSÃO SELECIONADA

NUM.	BARRA NOME	ARE	MIN	TENSAO MOD.	MAX	VIOLACAO (PU)	SHUNTBAR (Mvar)	SHUNTLIN (Mvar)	SEVERIDADE
6880	ARIQU1-RO230	47	0.900	0.893	1.050	-0.007		-60.00	*
6870	JARU1--RO230	47	0.900	0.887	1.050	-0.013			**
----- IND SEVER.		2.3		-----					

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

DA BARRA NOME	PARA BARRA NOME	NC	FLUXOS MW	Mvar	MVA/V	VIOLACAO MVA	CARREGAMENTO % SEVERIDADE
6891 SAMU1-UHE005	6890 SAMUEL-RO230	1	210.0	97.5	237.9	1.9	100.82 %
----- IND SEVER.		1.0		-----			

Figura 30 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 21 - Carga Leve Emergência (adaptado)

APÊNDICE D – Relatório de execução da Análise de Contingência programada - Carga Média Normal (adaptado)

OCPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01
ONS - 1Q2019 - Janeiro Média

CONTINGENCIA 14 PRIORIDADE 1 LT SM/AQ C3

CIRCUITO da Barra 6890 SAMUEL-RO230 p/ Barra 6880 ARIQU1-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE TENSÃO SELECIONADA

NUM.	BARRA NOME	ARE	TENSAO MIN	TENSAO MOD.	TENSAO MAX	VIOLACAO (PU)	SHUNTBAR (Mvar)	SHUNTLIN (Mvar)	SEVERIDADE
6880	ARIQU1-RO230	47	0.950	0.940	1.050	-0.010		-40.00	**
----- IND SEVER.			1.1						

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

DA BARRA NOME	PARA BARRA NOME	NC	MW	FLUXOS Mvar	VIOLACAO MVA/V	VIOLACAO MVA	CARREGAMENTO % SEVERIDADE
6890 SAMUEL-RO230	6880 ARIQU1-RO230	2	269.1	33.0	272.7	25.7	** 110.41 %
6890 SAMUEL-RO230	6880 ARIQU1-RO230	1	262.0	31.8	265.5	18.5	* 107.48 %
----- IND SEVER.			2.4				

Figura 31 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 14 - Carga Média Normal (adaptado)

OCPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Média

CONTINGENCIA 18 PRIORIDADE 1 LT AQ/JP C3

CIRCUITO da Barra 6880 ARIQU1-RO230 p/ Barra 6840 JIPARA-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE TENSAO SELECIONADA

BARRA		TENSAO			VIOLACAO SHUNTBAR		SHUNTLIN	SEVERIDADE
NUM.	NOME	ARE	MIN	MOD.	MAX	(PU)	(Mvar)	
6880	ARIQU1-RO230	47	0.950	0.945	1.050	-0.005		
6870	JARU1--RO230	47	0.950	0.935	1.050	-0.015		-60.00 *
IND SEVER.		2.6						

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

DA BARRA	PARA BARRA	NC	MW	Mvar	MVA/V	MVA	CARREGAMENTO %	SEVERIDADE
6880	6870	1	247.3	-8.9	262.0	15.0		106.06 %
ARIQU1-RO230	JARU1--RO230							
6880	6840	2	245.3	-15.4	260.2	13.2		105.33 %
ARIQU1-RO230	JIPARA-RO230							
IND SEVER.		2.2						

Figura 32 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 18 - Carga Média Normal (adaptado)

OCPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Média

SUMARIO DE MONITORACAO (CASOS MAIS SEVEROS)

CASO	NUMERO	INDICE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
18	2	2.6	LT AQ/JP C3
14	1	1.1	LT SM/AQ C3

CASO	NUMERO	INDICE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
14	2	2.4	LT SM/AQ C3
18	2	2.2	LT AQ/JP C3
9	1	1.1	LT PV/UHE SN 230 C2
8	1	1.1	LT PV/UHE SN 230 C1

Figura 33 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Média Normal (adaptado)

OCPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Média
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

AREA NUM.	GERACAO MW/ Mvar	INJ EQV MW/ Mvar	CARGA MW/ Mvar	ELO CC MW/ Mvar	SHUNT Mvar/ EQUIV	EXPORT MW/ Mvar	IMPORT MW/ Mvar	PERDAS MW/ Mvar
47	420.0 -29.4	0.0 0.0	575.4 191.7	0.0 0.0	0.0 0.0	620.2 137.1	837.0 169.5	61.4 -7.7
48	5246.9 747.9	0.0 0.0	156.0 48.0	6003.3 3233.6	0.0 0.0	837.0 81.9	1771.7 152.5	22.3 549.1
TOTAL	5666.9 718.5	0.0 0.0	731.4 239.7	6003.3 3233.6	0.0 0.0	1457.2 219.0	2608.7 322.0	83.7 541.4

Figura 34 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de carga - Carga Média Normal (adaptado)

APÊNDICE E – Relatório de execução da Análise de Contingência programada - Carga Média Emergência (adaptado)

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01
ONS - 1Q2019 - Janeiro Média
SUMARIO DE MONITORACAO ( CASOS MAIS SEVEROS )

X----- TENSÃO -----X-----X-----X-----X-----X
CASO      NUMERO      INDICE
CONTING   VIOLACOES SEVERIDADE      IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
          19          3          13.9 LT JP/PB C1
          21          3          11.7 LT JP/PB C3
          20          3          10.9 LT JP/PB C2
  
```

Figura 35 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Média Emergência (adaptado)

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01
ONS - 1Q2019 - Janeiro Média
CONTINGENCIA 19 PRIORIDADE 1 LT JP/PB C1
CIRCUITO da Barra 6840 JIPARA-RO230 p/ Barra 6820 P.BUEN-RO230 Circ 1 (DESLIGAR)
MONITORACAO DE TENSÃO SELECIONADA
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
NUM.      BARRA      ARE      TENSÃO      VIOLACAO      SHUNTBAR      SHUNTLIN      SEVERIDADE
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
          6840 JIPARA-RO230 47 0.900 0.889 1.050 -0.011 55.50      **
          6880 ARIQU1-RO230 47 0.900 0.882 1.050 -0.018      **
          6870 JARU1--RO230 47 0.900 0.869 1.050 -0.031      ****
----- IND SEVER.      13.9 -----
  
```

Figura 36 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 19 - Carga Média Emergência (adaptado)

APÊNDICE F – Relatório de execução da Análise de Contingência programada - Carga Pesada Normal (adaptado)

ONS - 1Q2019 - Janeiro Pesada			
SUMARIO DE MONITORACAO (CASOS MAIS SEVEROS)			
X----- TENSÃO -----X-----X-----X-----X			
CASO	NUMERO	INDICE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
CONTING	VIOLACOES	SEVERIDADE	
X-----X-----X-----X-----X-----X			
18	2	6.8	LT AQ/JP C3
14	2	2.5	LT SM/AQ C3
3	1	0.0	LT AB/PV C1
4	1	0.0	LT AB/PV C2
27	1	0.0	LT VN/JA C3
6	1	0.0	LT PV/SM C2
5	1	0.0	LT PV/SM C2
9	1	0.0	LT PV/UHE SN 230 C2
8	1	0.0	LT PV/UHE SN 230 C1
26	1	0.0	LT VN/JA C2
25	1	0.0	LT VN/JA C1
7	1	0.0	LT PV/SM C3
11	1	0.0	LT PV/CPV C2
10	1	0.0	LT PV/CPV C1
20	1	0.0	LT JP/PB C2
21	1	0.0	LT JP/PB C3
19	1	0.0	LT JP/PB C1
17	1	0.0	LT JA/JP C1
X----- FLUXOS -----X-----X-----X-----X			
CASO	NUMERO	INDICE	IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
CONTING	VIOLACOES	SEVERIDADE	
X-----X-----X-----X-----X-----X			
18	3	3.4	LT AQ/JP C3
14	2	2.5	LT SM/AQ C3
-	-	-	-

Figura 37 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Violações - Carga Pesada Normal (adaptado)

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Pesada

CONTINGENCIA 14 PRIORIDADE 1 LT SM/AQ C3

CIRCUITO da Barra 6890 SAMUEL-RO230 p/ Barra 6880 ARIQU1-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE TENSAO SELECIONADA

NUM.	BARRA NOME	ARE	MIN	TENSAO MOD.	MAX	VIOLACAO (PU)	SHUNTBAR (Mvar)	SHUNTLIN (Mvar)	SEVERIDADE
6870	JARU1--RO230	47	0.950	0.947	1.050	-0.003			*
6880	ARIQU1-RO230	47	0.950	0.935	1.050	-0.015		-40.00	**
----- IND SEVER.			2.5		-----				

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

DA BARRA NOME	PARA BARRA NOME	NC	MW	FLUXOS Mvar	MVA/V	VIOLACAO MVA	CARREGAMENTO % SEVERIDADE	
6890 SAMUEL-RO230	6880 ARIQU1-RO230	2	274.2	34.5	279.5	32.5	** 113.17 %	
6890 SAMUEL-RO230	6880 ARIQU1-RO230	1	267.0	33.3	272.1	25.1	** 110.17 %	
----- IND SEVER.			2.5		-----			

Figura 38 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 14 - Carga Pesada Normal (adaptado)

ONS - 1Q2019 - Janeiro Pesada

CONTINGENCIA 18 **PRIORIDADE 1 LT AQ/JP C3**

CIRCUITO da Barra 6880 ARIQU1-RO230 p/ Barra 6840 JIPARA-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)

MONITORACAO DE TENSÃO SELECIONADA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X										
NUM.	BARRA		TENSÃO			VIOLACAO		SHUNTBAR	SHUNTLIN	SEVERIDADE
	NOME	ARE	MIN	MOD.	MAX	(PU)	(Mvar)	(Mvar)		
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X										
6880	ARIQU1-RO230	47	0.950	0.937	1.050	-0.013			-60.00	**
6870	JARU1--RO230	47	0.950	0.927	1.050	-0.023				***
----- IND SEVER.			6.8 -----							

MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X									
DA BARRA	PARA BARRA	NC	FLUXOS			VIOLACAO		CARREGAMENTO %	SEVERIDADE
NOME	NOME		MW	Mvar	MVA/V	MVA	MVA		
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X									
6880	6870								109.70 %
ARIQU1-RO230	JARU1--RO230	1	253.8	-8.4	271.0	24.0	*		
6880	6840								109.21 %
ARIQU1-RO230	JIPARA-RO230	2	252.3	-15.6	269.8	22.8	*		
6870	6840								100.32 %
JARU1--RO230	JIPARA-RO230	1	221.2	-62.2	247.8	0.8	*		
----- IND SEVER.			3.4 -----						

Figura 39 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 18 - Carga Pesada Normal (adaptado)

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01

ONS - 1Q2019 - Janeiro Pesada
RELATORIO DE TOTAIS DE AREA

X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X									
AREA	GERACAO	INJ	EQV	CARGA	ELO CC	SHUNT	EXPORT	IMPORT	PERDAS
NUM.	MW/ Mvar	MW/ Mvar	MW/ Mvar	MW/ Mvar	MW/ Mvar	Mvar/ EQUIV	MW/ Mvar	MW/ Mvar	MW/ Mvar
X---X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X									
47	366.2	0.0	538.4	0.0	0.0	562.9	788.4	53.3	
	-39.4	0.0	164.4	0.0	0.0	119.1	114.7	-62.5	
48	5205.3	0.0	144.9	6004.6	0.0	788.4	1754.6	22.1	
	818.4	0.0	38.6	3266.8	0.0	17.7	139.1	553.2	
TOTAL	5571.5	0.0	683.3	6004.6	0.0	1351.3	2543.0	75.4	
	779.0	0.0	203.0	3266.8	0.0	136.9	253.9	490.7	

Figura 40 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de Carga - Carga Pesada Normal (adaptado)

APÊNDICE G – Relatório de execução da Análise de Contingência programada - Carga Pesada Emergência (adaptado)

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01
ONS - 1Q2019 - Janeiro Pesada
SUMARIO DE MONITORACAO ( CASOS MAIS SEVEROS )

X-----TENSÃO-----X-----
CASO      TENSÃO      INDICE
CONTING  VIOLACOES  SEVERIDADE      IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
X-----X-----X-----X-----X
      18          1          1.4 LT AQ/JP C3

X-----FLUXOS-----X-----
CASO      FLUXOS      INDICE
CONTING  VIOLACOES  SEVERIDADE      IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA
X-----X-----X-----X-----X
      14          2          2.3 LT SM/AQ C3
      18          2          2.2 LT AQ/JP C3
    
```

Figura 41 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Sumário de violações - Carga Pesada Emergência (adaptado)

```

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA - PROGRAMA DE ANALISE DE REDES - V11.02.01
ONS - 1Q2019 - Janeiro Pesada
CONTINGENCIA 14 PRIORIDADE 1 LT SM/AQ C3
CIRCUITO da Barra 6890 SAMUEL-RO230 p/ Barra 6880 ARIQU1-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)
MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
DA BARRA      PARA BARRA      FLUXOS      VIOLACAO      CARREGAMENTO %
NOME          NOME            MW           Mvar          MVA/V        MVA          SEVERIDADE
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      6890          6880
SAMUEL-RO230  ARIQU1-RO230  2   322.7   55.7   339.1   28.1 *   109.05 %
      6890          6880
SAMUEL-RO230  ARIQU1-RO230  1   314.2   53.8   330.2   19.2 *   106.16 %
-----IND SEVER.          2.3-----
    
```

Figura 42 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 14 - Carga Pesada Emergência (adaptado)

```

CONTINGENCIA 18 PRIORIDADE 1 LT AQ/JP C3
CIRCUITO da Barra 6880 ARIQU1-RO230 p/ Barra 6840 JIPARA-RO230 Circ 3 (DESLIGAR)
MONITORACAO DE TENSAO SELECIONADA
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      BARRA          TENSAO          VIOLACAO SHUNTBAR SHUNTLIN  SEVERIDADE
      NUM.          NOME          ARE  MIN  MOD.  MAX  (PU)  (Mvar)  (Mvar)
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      6870 JARU1--RO230  47  0.900  0.888  1.050  -0.012
----- IND SEVER.          1.4 -----
MONITORACAO DE FLUXOS SELECIONADOS
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      DA BARRA      PARA BARRA      FLUXOS          VIOLACAO  CARREGAMENTO %
      NOME          NOME          NC   MW   Mvar  MVA/V  MVA  SEVERIDADE
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
      6880          6840
      ARIQU1-RO230 JIPARA-RO230  2   296.8  -1.3  328.0  17.0 *  105.47 %
      6880          6870
      ARIQU1-RO230 JARU1--RO230  1   296.4   6.2  327.6  16.6 *  105.34 %
----- IND SEVER.          2.2 -----

```

Figura 43 – Relatório de execução da Análise de Contingência programada: Contingência 18 - Carga Pesada Emergência (adaptado)

APÊNDICE H – Relatório de execução da Região de Segurança - Carga Leve (adaptado)

Dir	Tipo Limit Type	DS Code	Contingency	GDist (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	372.5	409.2
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	721.7	1131.4
1	SL_OUT	Security Limit	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	162.9	478.2	285.3
1	TL_OUT	6880-6840#02	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	139.3	462.9	303.2
1	UV_OUT	6870 JARU1	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	105.5	441.0	329.0
2	SL_OUT	Security Limit	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	87.5	459.7	401.2
2	UV_OUT	6880 ARIQU1	14 - SAMUEL / ARIQUEMES C3	57.4	429.7	403.9
3	SL_OUT	Security Limit	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	128.4	463.8	499.4
3	UV_OUT	6870 JARU1	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	63.3	417.5	453.7
4	SL_OUT	Security Limit	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	205.5	461.9	594.2
4	TL_OUT	6880-6840#02	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	174.1	448.3	565.9
4	UV_OUT	6870 JARU1	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	60.8	399.0	464.0
5	SL_OUT	Security Limit	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	485.1	444.7	888.9
5	UV_OUT	6870JARU1	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	252.5	410.1	658.9
6	SL_OUT	Generation Limit	None	734.1	240.6	1131.4
7	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	414.9	182.3	778.0
8	SL_OUT	NOSE LIMIT	None	244.3	193.3	575.2
9	SL_OUT	STEP LIMIT	None	151.3	221.7	396.2
10	SL_OUT	STEP LIMIT	None	206.0	233.8	256.9
11	SL_OUT	STEP LIMIT	None	385.0	254.4	42.7
12	SL_OUT	Generation Limit	None	423.4	481.2	0.0
12	TL_OUT	6880-6840#02	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	417.8	479.7	5.4
12	UV_OUT	6870 JARU1-RO2	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	267.0	441.0	151.1

Tabela 19 – Relatório de limites da Região de Segurança - Carga Leve (Adaptado)

Nº ID	FACRO (MW)	FSMAR (MW)	GER-ACRO (MW)	GER-MT (MW)	FCPVPV (MW)
OpPoint	377.6	477.2	372.5	409.2	395.4
#01_VL_Out	433.2	535.1	441.0	329.0	395.4
#01_TL_Out	450.8	553.7	462.9	303.2	395.4
#01_VS_Out	462.9	566.7	478.2	285.3	395.4
#02_VL_Out	423.7	525.6	429.7	403.9	395.4
#02_TL_Out	456.5	560.2	470.5	400.2	395.4
#02_VS_Out	448.2	551.0	459.7	401.2	395.4
#03_VL_Out	414.2	515.3	417.5	453.7	395.4
#03_TL_Out	452.2	555.2	464.7	500.3	395.4
#03_VS_Out	451.5	554.5	463.8	499.4	395.4
#04_VL_Out	399.1	499.6	399.0	464.0	395.4
#04_TL_Out	439.0	541.3	448.3	565.9	395.4
#04_VS_Out	450.0	552.9	461.9	594.2	395.4
#05_VL_Out	408.1	509.0	410.1	658.9	395.4
#05_TL_Out	436.2	538.3	444.7	888.9	395.4
#05_VS_Out	436.2	538.3	444.7	888.9	395.4
#06_VS_Out	266.7	355.4	240.6	1131.4	395.4
#07_VS_Out	215.0	301.3	182.3	778.0	395.4
#08_VS_Out	224.5	311.4	193.3	575.2	395.4
#09_VS_Out	250.0	337.7	221.7	396.2	395.4
#10_VS_Out	260.8	349.0	233.8	256.9	395.4
#11_VS_Out	278.9	368.0	254.4	42.7	395.4
#12_VL_Out	433.2	535.2	441.0	151.1	395.4
#12_TL_Out	464.1	567.9	479.7	5.4	395.4
#12_VS_Out	465.2	569.2	481.2	0.0	395.4

Tabela 20 – Relatório de limites da Região de Segurança para o 4º Monograma - FACRO x GER-MT - Carga Leve

APÊNDICE I – Relatório de execução da
Região de Segurança - Carga Pesada
(adaptado)

Dir	Limit Type	DS Code	Contingency	GDist (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)
0	OpPoint	Operating Point		0.0	540.5	818.2
0	MaxVal	Maximum Value		0.0	721.7	1131.4
1	UV_OUT	6870 JARU1-RO2	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	240.1	592.4	583.8
1	TL_OUT	6890-6880#02	14 - SAMUEL/ ARIQUEMES C3	351.5	616.5	475.0
1	SL_OUT	Security limite	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	532.7	655.7	298.1
2	SL_OUT	Security limite	JI-PARANA C3	277.7	646.1	561.3
2	TL_OUT	6890-6880#02	14 - SAMUEL/ ARIQUEMES C3	143.5	595.1	685.4
2	UV_OUT	6870 JARU1-RO2	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	69.0	566.7	754.4
3	SL_OUT	Security limite	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	96.1	631.1	786.2
3	TL_OUT	6880-6840#02	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	50.7	588.3	801.3
3	UV_OUT	6870 JARU1-RO2	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	20.6	559.9	811.3
4	UV_OUT	6870 JARU1-RO2	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	70.4	575.8	879.1
4	TL_OUT	6890-6880#02	14 - SAMUEL/ ARIQUEMES C3	130.7	606.0	931.4
4	SL_OUT	Security limite	18 - ARIQUEM / JI-PARANA C3	154.4	617.8	951.9
5	SL_OUT	Generation Limit	None	318.8	481.2	1131.4
6	SL_OUT	Generation Limit	None	433.6	240.6	1131.4
6	UV_OUT	6891 SAMU1	1 ABUNA/ RIO BRANCO	340.2	305.2	1063.9
7	SL_OUT	STEP LIMIT	None	347.3	240.0	992.3
7	UV_OUT	6891 SAMU1	1 ABUNA/ RIO BRANCO	289.0	290.4	963.1
8	UV_OUT	6891 SAMU1	16 - ARIQUEM/ JARU	272.1	270.3	786.2
8	SL_OUT	STEP LIMIT	None	309.7	232.9	781.8
9	SL_OUT	STEP LIMIT	None	375.2	249.8	581.0
9	UV_OUT	7001 RACRE2UTE	17 - JARU/ JI - PARANA	232.4	360.5	671.3
10	SL_OUT	STEP LIMIT	None	529.6	248.6	376.3
10	UV_OUT	7001 RACRE2UTE	17 - JARU/ JI - PARANA	426.2	305.6	462.6
11	SL_OUT	STEP LIMIT	None	708.6	296.6	152.9
12	SL_OUT	Generation Limit	None	820.3	481.2	0.0
12	UV_OUT	6891 SAMU1	12 - SAMUEL/ ARIQUEMES 1.	726.2	488.0	93.9

Tabela 21 – Relatório de limites da Região de Segurança - Carga Pesada (Adaptado)

Tabela 22 – Relatório de limites da Região de Segurança para o 4º Monograma - FACRO x GER-MT - Carga Pesada

Nº ID	FACRO (MW)	FSMAR (MW)	GER-ACRO (MW)	GER-MT (MW)	FCPVPV (MW)
OpPoint	332.3	500.6	540.5	395.4	818.2
#01_VL_Out	373.4	547.2	592.4	395.4	583.8
#01_TL_Out	392.0	568.8	616.5	395.4	475.0
#01_VS_Out	422.1	603.9	655.7	395.4	298.1
#02_VL_Out	352.8	524.1	566.7	395.4	754.4
#02_TL_Out	375.0	549.5	595.1	395.4	685.4
#02_VS_Out	414.7	595.3	646.1	395.4	561.3
#03_VL_Out	347.5	518.0	559.9	395.4	811.3
#03_TL_Out	369.7	543.5	588.3	395.4	801.3
#03_VS_Out	403.3	581.9	631.1	395.4	786.2
#04_VL_Out	360.2	532.2	575.8	395.4	879.1
#04_TL_Out	383.9	559.3	606.0	395.4	931.4
#04_VS_Out	393.0	570.0	617.8	395.4	951.9
#05_VS_Out	283.1	448.3	481.2	395.4	1131.4
#06_VL_Out	127.8	292.7	305.2	395.4	1063.9
#06_VS_Out	69.3	235.5	240.6	395.4	1131.4
#07_VL_Out	114.2	279.6	290.4	395.4	963.1
#07_VS_Out	68.0	235.0	240.0	395.4	992.3
#08_VL_Out	95.7	261.7	270.3	395.4	786.2
#08_VS_Out	61.3	228.6	232.9	395.4	781.8
#09_VL_Out	177.8	341.6	360.5	395.4	671.3
#09_VS_Out	77.4	243.7	249.8	395.4	581.0
#10_VL_Out	128.4	293.0	305.6	395.4	462.6
#10_VS_Out	75.5	242.3	248.6	395.4	376.3
#11_VS_Out	120.5	285.1	296.6	395.4	152.9
#12_VL_Out	289.2	454.3	488.0	395.4	93.9
#12_VS_Out	283.5	448.3	481.2	395.4	0.0